

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



# **Gestão do Risco de Congestionamento Associado à Incerteza da Produção Eólica**

**Gil Manuel Ferreira Machado**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Dr. Manuel António Cerqueira da Costa Matos

18 de Julho de 2014



A Dissertação intitulada

***“Gestão do Risco de Congestionamento Associado à Incerteza da Produção  
Eólica”***

foi aprovada em provas realizadas em 14-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra



**Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos**  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - Gil Manuel Ferreira Machado**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



# Resumo

A produção eólica, que tem verificado aumentos significativos dos seus valores de capacidade instalada e de utilização em diversos sistemas elétricos de energia, é uma produção renovável caracterizada pela sua variabilidade e pela sua dificuldade de previsão.

A consideração da incerteza associada às previsões deste tipo de produção é importante para fazer uma gestão da operação do sistema de forma mais eficiente, sendo a área de gestão de congestionamentos das linhas de transmissão uma das tarefas que pode ser melhorada fazendo a consideração desta incerteza.

Nesta dissertação, é apresentado o desenvolvimento de uma metodologia que permite fazer a consideração da incerteza da produção eólica presente nas previsões probabilísticas através de um modelo difuso de trânsito de potências DC, que estima o risco de congestionamento das linhas e faz sugestões de redespacho que permitem a obtenção de níveis de risco mais adequados, de acordo com as preferências do Agente de Decisão. Esta metodologia é depois aplicada a uma rede de teste, para a qual foram criados vários casos de estudo com diferentes perfis de risco.

**Palavras-Chave:** Risco de congestionamento, incerteza da produção eólica, modelos difusos, redespacho.



# Abstract

Wind power production, which has been increasing significantly in installed capacity and penetration levels in power systems worldwide, is a renewable production highly affected by variability. Its forecasting is difficult and usually entails some level of uncertainty.

The uncertainty associated with this type of production may be considered for a better operation management on power systems. Congestion management is one of the tasks that could be improved by taking into account the uncertainty present in wind power forecasts.

This dissertation presents the development of a methodology that allows the inclusion of the uncertainty present in wind power probabilistic forecasts through a DC fuzzy power flow model. Based on such model, congestion risk is estimated for each branch and reschedule solutions that allow lower and more adequate levels of risk are determined, accordingly to the Decision Maker preferences. The methodology is then applied to a power system test case, where several case studies with different risk profiles were created.

**Keywords:** Congestion risk, wind power uncertainty, fuzzy models, reschedule.





# Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, o Prof. Dr. Manuel António Cerqueira da Costa Matos, pela disponibilidade demonstrada e pela ajuda e importantes conselhos dados ao longo da realização desta dissertação.

Quero também agradecer aos meus pais e irmão, por todo o apoio e confiança que me deram e por sempre garantirem as condições necessárias para o meu sucesso, tanto durante a realização deste trabalho como ao longo de toda a minha vida.

Por último, quero ainda agradecer a todos os meus amigos, com especial destaque para o João e o Jorge, pela sua amizade, companheirismo e ajuda prestada, e à minha namorada, pelo carinho e apoio incondicional dado em todos os momentos.

Gil Machado



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento . . . . .	1
1.2	Motivação . . . . .	2
1.3	Objetivos . . . . .	3
1.4	Ferramentas Utilizadas . . . . .	4
1.5	Estrutura da Dissertação . . . . .	4
<b>2</b>	<b>Gestão de Congestionamentos em Sistemas Elétricos com Produção Eólica</b>	<b>5</b>
2.1	A Importância da Energia Eólica na Atualidade . . . . .	7
2.2	Integração da Produção Eólica nos Sistemas Elétricos . . . . .	8
2.3	Previsões de Produção Eólica e Incerteza Associada . . . . .	10
2.4	Modelos Difusos para Estudos de Trânsito de Potências . . . . .	13
2.4.1	Modelo Linearizado de Cálculo do Trânsito de Potências (Modelo DC) . . . . .	14
2.4.2	Trânsito de Potências Difusas DC . . . . .	15
2.5	Congestionamento das Linhas de Transmissão . . . . .	17
<b>3</b>	<b>Implementação dos Modelos de Redespacho</b>	<b>21</b>
3.1	Descrição da Metodologia Desenvolvida . . . . .	21
3.2	Risco de Congestionamento nas Linhas de Transmissão . . . . .	21
3.3	Modelos de Redespacho . . . . .	23
3.3.1	Modelo de Redespacho 1: Minimização do Redespacho . . . . .	23
3.3.2	Modelo de Redespacho 2: Minimização do Custo de Redespacho . . . . .	25
3.3.3	Modelo de Redespacho 3: Minimização do Redespacho (com possibilidade de corte de produção eólica) . . . . .	26
3.3.4	Modelo de Redespacho 4: Minimização do Custo de Resolução do Congestionamento . . . . .	28
3.3.5	Modelo de Redespacho 5: Minimização do Risco de Congestionamento . . . . .	29
3.3.6	Modelo de Redespacho 6: Otimização Conjunta do Redespacho e do Risco de Congestionamento . . . . .	31
<b>4</b>	<b>Aplicação da Metodologia e Análise de Resultados</b>	<b>33</b>
4.1	Caso de Estudo 1 . . . . .	35
4.1.1	Risco de Congestionamento Associado . . . . .	36
4.1.2	Aplicação dos Modelos de Redespacho . . . . .	37
4.2	Caso de Estudo 2 . . . . .	39
4.2.1	Risco de Congestionamento Associado . . . . .	41
4.2.2	Aplicação dos Modelos de Redespacho . . . . .	42
4.3	Caso de Estudo 3 . . . . .	44

4.3.1	Risco de Congestionamento Associado . . . . .	45
4.4	Caso de Estudo 4 . . . . .	46
4.4.1	Risco de Congestionamento Associado . . . . .	47
4.4.2	Aplicação dos Modelos de Redespacho . . . . .	48
<b>5</b>	<b>Conclusões e Trabalho Futuro</b>	<b>51</b>
5.1	Satisfação dos Objetivos . . . . .	51
5.2	Conclusões Gerais . . . . .	51
5.3	Futuros Desenvolvimentos . . . . .	52
	<b>Referências</b>	<b>55</b>

# Lista de Figuras

2.1	Evolução da capacidade instalada de energia eólica de 2003 a 2012. [1] . . . . .	8
2.2	Comparação entre a potência eólica prevista e a potência efetivamente gerada em Portugal para o dia 20/05/2014. [2] . . . . .	10
2.3	Curva de potência típica de uma turbina eólica de 1500 kW com uma velocidade de corte de $25 \text{ ms}^{-1}$ . (A linha a tracejado representa o efeito de histerese). [3] . .	11
2.4	Exemplo de uma previsão probabilística com incerteza representada na forma de intervalos. [4] . . . . .	12
2.5	Exemplo de uma previsão de produção eólica por cenários (previsão determinística pontual e 10 cenários estocásticos). [5] . . . . .	13
2.6	Exemplo de definição da produção eólica difusa a partir de previsões probabilísticas com incerteza definida por quantis. [6] . . . . .	16
2.7	Fluxo de potência difuso numa linha com risco de congestionamento nulo ( $R_{ik} = 0$ )	18
2.8	Fluxo de potência difuso numa linha com um dado risco de congestionamento ( $0 < R_{ik} < 1$ ) . . . . .	19
2.9	Fluxo de potência difuso numa linha com congestionamento certo ( $R_{ik} = 1$ ) . . .	19
3.1	Exemplo de cálculo do risco de congestionamento ( $R_{ik} = 0$ ) . . . . .	22
3.2	Formato dos problemas de otimização da função <i>linprog</i> . [7] . . . . .	25
3.3	Formato dos problemas de otimização da função <i>fmincon</i> . [8] . . . . .	30
4.1	IEEE-30 Bus System [9] . . . . .	34
4.2	Evolução da alteração total do despacho face a índices de risco de congestionamento máximo progressivamente menores. . . . .	38
4.3	Comparação do redespacho total necessário para diferentes índices de risco de congestionamento máximo entre os casos de estudo 3 e 4. . . . .	48



# Lista de Tabelas

4.1	Cargas da rede de teste. . . . .	34
4.2	Localização e potência instalada dos geradores convencionais da rede de teste. . .	35
4.3	Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 1). . . . .	35
4.4	Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 1). .	35
4.5	Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 1). . . . .	36
4.6	Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 1. . . . .	37
4.7	Aplicação do Modelo de Redespacho 5 ao caso de estudo 1 para diversos valores de $\alpha$ . . . . .	39
4.8	Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 4). . . . .	40
4.9	Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 4). .	40
4.10	Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 4). . . . .	41
4.11	Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 3. . . . .	42
4.12	Grau de utilização e valores difusos finais da produção eólica. . . . .	42
4.13	Cortes de carga efetuados (com custos iguais para o redespacho e o corte de carga). .	43
4.14	Cortes de carga efetuados (com custos diferenciados entre redespacho e corte de carga). . . . .	44
4.15	Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 2). . . . .	44
4.16	Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 2). .	45
4.17	Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 2). . . . .	45
4.18	Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 3. . . . .	46
4.19	Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 3). . . . .	46
4.20	Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 3). .	46
4.21	Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 3). . . . .	47
4.22	Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 4. . . . .	47
4.23	Grau de utilização e valores difusos finais da produção eólica. . . . .	49





# Abreviaturas e Símbolos

AD	Agente de Decisão
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
DC	<i>Direct Current</i>
GUI	<i>Graphical User Interface</i>
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
TSO	<i>Transmission System Operator</i>



# Capítulo 1

## Introdução

Neste capítulo será apresentado um enquadramento geral do problema de gestão de congestionamentos em sistemas elétricos e da motivação para o desenvolvimento de métodos de resolução e de gestão do risco de congestionamento. Serão também apresentados os objetivos inerentes à realização deste trabalho, assim como uma descrição da estrutura da dissertação.

### 1.1 Enquadramento

Nas últimas décadas tem-se verificado, um pouco por todo o mundo, o processo de desverticalização (*unbundling*) dos sistemas elétricos. Este processo consiste, basicamente, na separação financeira e operacional das diversas atividades do setor elétrico, passando estas a ser geridas por entidades independentes. O objetivo fundamental deste processo era o aumento da competição nas diferentes atividades do setor, promovendo o aparecimento de novos agentes. Esta reestruturação dos sistemas elétricos implicou diversas mudanças, especialmente ao nível das tarefas de planeamento e de operação. [10]

Estas tarefas eram, tradicionalmente, efetuadas por uma única entidade, que era responsável por todas as atividades da cadeia de valor da eletricidade, desde a sua produção até à entrega ao cliente final. O planeamento e a gestão do sistema eram, portanto, feitos de forma centralizada, sendo as tarefas de escalonamento, despacho das unidades produtoras e gestão das redes de transporte e de distribuição realizadas de forma integrada. Com a desverticalização dos sistemas elétricos, foi possibilitado o acesso às redes a um maior número de agentes, passando algumas destas atividades a ser executadas por entidades diferentes, o que tornou todo o processo de planeamento e operação dos sistemas consideravelmente mais complexo.

A reestruturação dos sistemas elétricos permitiu a liberalização da atividade de fornecimento de eletricidade, à semelhança do que aconteceu com outras atividades económicas de índole social a partir da década de 80. A existência de diversos produtores de energia e de diversas empresas de comercialização levou à criação de mercados “livres” de eletricidade, em que existe concorrência direta entre os diversos vendedores e compradores de energia elétrica. O operador de mercado é

responsável por fazer o relacionamento entre produção e carga, realizando um despacho centralizado baseado nas ofertas de compra e venda, a partir das quais se determina o preço de mercado – Modelo em *Pool*.

Neste modelo a compra de energia é feita para o dia seguinte, havendo ainda mercados intra-diários de ajustes, formados por geradores e, eventualmente cargas, suscetíveis de fazer alterações nos seus valores de produção e consumo. Existe ainda a possibilidade das empresas produtoras estabelecerem contratos bilaterais com os comercializadores ou clientes elegíveis. As transações realizadas nos mercados ou por contratos bilaterais devem, no entanto, ser validadas pelo TSO (*Transmission System Operator*), que é responsável por assegurar o cumprimento das restrições técnicas dos equipamentos das redes. [11]

Neste contexto de funcionamento dos sistemas elétricos, a eficaz identificação de possíveis situações de congestionamento nas linhas de transmissão resultantes do despacho centralizado obtido pelo Operador de Mercado assume-se como essencial, assim como a determinação das soluções de redespacho que permitam anulá-las. Estas soluções devem, por um lado, garantir as condições de segurança de exploração do sistema e, por outro, minimizar as alterações em relação ao despacho obtido a partir do funcionamento natural dos mercados. [10]

As considerações ambientais que se têm vindo a desenvolver nas últimas décadas e os problemas bem conhecidos dos combustíveis fósseis, ao nível das emissões de  $CO_2$  e da duração das reservas existentes atualmente, são também fatores com um impacto significativo nos sistemas elétricos de energia. Este impacto traduz-se por um investimento crescente na produção de eletricidade a partir de recursos renováveis, sendo esperado que a tendência de crescimento da utilização destes recursos se mantenha nas próximas décadas. Este facto advém não só das suas vantagens ao nível ambiental, mas também da necessidade de diversificação e de aumento dos meios de produção de eletricidade para colmatar o aumento do consumo energético previsto.

A crescente utilização de recursos renováveis para a produção de eletricidade tem inúmeras consequências no planeamento e operação dos sistemas elétricos. A produção eólica, por exemplo, que tem um peso cada vez mais relevante em diversos sistemas, é fortemente caracterizada pela sua variabilidade, decorrente da volatilidade da sua fonte primária, representando um fator de incerteza que deve ser alvo de especial atenção pelos operadores de sistema. [3]

## 1.2 Motivação

Numa altura em que a situação económica global não é a mais favorável e em que a construção de novas linhas de transmissão e de novas centrais produtoras é uma solução de recurso, procura-se tirar o máximo partido dos equipamentos já existentes. Assim, a ocorrência de congestionamentos nas linhas de transmissão é uma situação que pode verificar-se com alguma frequência, devendo os operadores do sistema estar convenientemente preparados para a sua resolução. Nestas situações, os estudos de trânsito de potências indicam um valor de potência transmitida ao longo de uma linha superior ao seu limite máximo, a partir do qual as restrições de segurança e de estabilidade

são violadas, havendo a possibilidade de ocorrência de colapso da rede, com instabilidade dos níveis de tensão, saídas de serviço em cascata e corte de cargas não controlado. [12]

Fazer uma gestão dos congestionamentos de forma a minimizar os efeitos das restrições da rede de transmissão assume-se como uma das tarefas centrais dos operadores de sistema, sobretudo em ambientes de mercado competitivo, nos quais se pretende assegurar soluções de despacho transparentes do ponto de vista comercial e tecnicamente exequíveis. A forma de fazer esta gestão depende da estrutura dos mercados de eletricidade do sistema e passa, normalmente, pelo redespacho dos grupos produtores, com o objetivo de obter soluções de trânsito de potências que cumpram os limites das linhas de transmissão. [12]

A crescente penetração de produção eólica nos sistemas elétricos é também um fator de complexidade adicional para os operadores do sistema, que veem juntar-se à variabilidade dos consumos a variabilidade associada a este tipo de produção. A diminuição de potência eólica produzida tem um efeito semelhante, do ponto de vista da operação do sistema, ao aumento da carga. É, portanto, um tipo de produção com características diferentes das produções térmica e hídrica, para as quais se sabe exatamente qual será o valor de potência produzida num dado momento (a menos que ocorram avarias). A produção dos parques eólicos só pode ser caracterizada por previsões que, apesar de terem evoluído nos últimos anos, ainda podem ter um nível significativo de incerteza associada. Assim, a consideração desta incerteza é importante para uma gestão mais eficiente dos sistemas elétricos e para a verificação do cumprimento das restrições técnicas. A utilização de modelos de trânsito de potências que façam a inclusão da incerteza associada à produção eólica podem ser uma ferramenta útil na gestão de congestionamentos, permitindo a identificação de possíveis situações de risco e a determinação atempada de soluções de redespacho que evitem o congestionamento das linhas de transmissão.

### 1.3 Objetivos

O objetivo central desta dissertação é o desenvolvimento de uma metodologia para gestão de congestionamentos que combine os modelos difusos de trânsito de potências com modelos matemáticos de otimização capazes de fazer sugestões de redespacho. Assim, pretende-se fazer a inclusão da incerteza da produção eólica nos estudos de trânsito de potências e determinar estimativas para o risco de congestionamento das linhas de transmissão, obtendo depois soluções de redespacho que permitam reduzir ou eliminar esse risco, tendo em conta um modelo linear da rede.

Para aplicação desta metodologia foi desenvolvida uma ferramenta computacional que executa estas funções e que foi aplicada a uma rede de teste, para a qual foram definidos diferentes casos de estudo com perfis de risco distintos. Foram desenvolvidos vários modelos de redespacho, com objetivos e aplicações diferentes, e que fazem a consideração de aspetos como os custos de redespacho, de corte de produção eólica e de corte de cargas e a valorização do risco por parte do Agente de Decisão.

## 1.4 Ferramentas Utilizadas

Para o desenvolvimento da metodologia apresentada nesta dissertação, a principal ferramenta utilizada foi o MATLAB, onde foi feita a implementação e a programação dos modelos. O Microsoft Office Excel foi utilizado para fazer a análise de resultados e o tratamento de dados.

## 1.5 Estrutura da Dissertação

Para além deste capítulo introdutório, em que se faz o enquadramento do tema e se apresentam as motivações para a realização deste trabalho, esta dissertação tem mais 4 capítulos.

No capítulo 2 faz-se uma descrição do problema de gestão de congestionamentos e uma apresentação dos procedimentos e medidas a tomar para a sua resolução. São ainda abordados vários temas relacionados com a energia eólica, como os aspetos a ter em conta para fazer a sua integração nos sistemas elétricos e o papel desempenhado pelas previsões de produção eólica. Por último, é feita uma descrição dos modelos de trânsito de potências que serão utilizados e da forma como será modelizado o conceito de risco de congestionamento das linhas.

No capítulo 3 é feita a descrição de toda a metodologia desenvolvida neste trabalho e a apresentação dos modelos de redespacho utilizados para gestão do risco de congestionamento. A forma de implementar cada um dos modelos desenvolvidos é também descrita de forma pormenorizada.

O capítulo 4 destina-se a demonstrar a aplicação da metodologia desenvolvida a uma rede de teste, sendo apresentados e analisados os resultados da aplicação dos vários modelos de redespacho criados a diferentes casos de estudo (com diferentes despachos iniciais, limites de potência nas linhas e diferentes valores de produção eólica).

Por último, no capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões obtidas após a realização deste trabalho e é feita uma alusão a possíveis desenvolvimentos futuros que poderiam melhorar a metodologia desenvolvida.

## Capítulo 2

# Gestão de Congestionamentos em Sistemas Elétricos com Produção Eólica

O processo de reestruturação dos sistemas elétricos de energia que se tem verificado nas últimas décadas fez com que diferentes entidades ficassem responsáveis pelas diferentes atividades ao longo da cadeia de valor da eletricidade. As atividades de produção (em regime normal ou especial no caso das renováveis), transporte, distribuição e comercialização passaram a ser executadas por entidades independentes entre si, promovendo-se a competição na produção e comercialização, com o aparecimento de novos agentes, e mantendo-se um regime de monopólio nas atividades de transporte e distribuição. Estas alterações tornaram necessário o aparecimento de entidades coordenadoras, nomeadamente os Operadores de Mercado e os Operadores de Sistema. Os primeiros são responsáveis por obter os despachos puramente económicos de potência ativa, tipicamente levando a cabo leilões de energia para cada hora do dia seguinte que são conjugados com os contratos bilaterais entre produtores e comercializadores. Já os Operadores de Sistema devem verificar a viabilidade dos despachos obtidos pelos Operadores de Mercado, tendo em conta as restrições técnicas das redes elétricas (limites de tensão nos barramentos e de corrente nas linhas de transmissão). [10] [11]

Estas restrições podem ser um fator determinante na operação do sistema, impossibilitando a execução do despacho puramente económico e obrigando a um custo superior para garantir a satisfação da carga, o que leva, consequentemente, a ineficiência do mercado. No caso do despacho obtido pelo Operador de Mercado conduzir ao congestionamento de linhas, este deve sofrer modificações induzidas ou forçadas através de vários mecanismos. Estas modificações podem variar entre o redespacho das unidades produtoras ou o corte parcial ou total das cargas (tanto nas ofertas de compra do mercado em *pool* como nos contratos bilaterais). Situações de congestionamento ocorrem tanto em sistemas elétricos verticalmente integrados como em sistemas desverticalizados. No entanto, a sua gestão é consideravelmente mais complexa nestes últimos, uma vez que exige um grau de coordenação acrescido entre as diferentes entidades, sendo também necessário ter em conta a estrutura dos mercados de energia. [13]

Várias soluções de gestão de congestionamentos baseadas no *optimal power flow* (OPF) têm

sido desenvolvidas nos últimos anos. Uma das formulações desenvolvidas inicialmente [14] visava a minimização da totalidade das modificações do despacho em relação às transações definidas em mercado ou em contratos bilaterais. Outras formulações, mais completas e adequadas ao funcionamento dos mercados, foram propostas posteriormente em [15], [16] e [17]. Estas formulações atribuem pesos ao valor de redespacho de cada unidade produtora, sendo que estes pesos podem ser as sobretaxas a pagar pelas transações pelo uso da rede de transporte ou os custos marginais dos geradores, ou ainda uma combinação de ambos. Em [18] propõe-se uma outra formulação baseada no OPF que visa minimizar os custos de resolução dos congestionamentos e os custos de serviços. Apesar de cada uma das soluções desenvolvidas ter diferentes particularidades, o objetivo central passa sempre pela resolução das situações de congestionamento com o menor impacto possível do ponto de vista económico.

Este tipo de soluções divide, normalmente, o problema em duas partes. A primeira consiste em determinar o despacho ótimo (a partir do OPF), cujo objetivo num mercado liberalizado é a maximização do valor da função de benefício social, e a segunda passa por determinar o redespacho necessário da produção e do consumo, de forma a eliminar o congestionamento, tendo como objetivo a minimização dos custos de redespacho. Uma formulação matemática possível (retirada de [19]) desta última parte do problema, que é a mais relevante no que toca à gestão de congestionamentos, é apresentada abaixo. De notar que esta formulação implica a existência de um mercado de gestão de congestionamentos, constituído por geradores e cargas suscetíveis de alterar os seus valores de produção e consumo, respetivamente. A função objetivo é dada por:

$$\text{Minimize } \sum_g^{N_g} C'_g(\Delta P_g) \Delta P_g + \sum_d^{N_d} C'_d(\Delta P_d) \Delta P_d \quad (2.1)$$

Onde  $C'_g$  representa as propostas de preço incrementais e decrementais submetidas pelos geradores que estão dispostos a ajustar a sua produção de potência ativa.  $\Delta P_g$  é o valor do ajuste realizado pelo gerador  $g$ .  $C'_d$  é a proposta de preço decremental submetida pelas cargas que estão dispostas a ajustar o seu consumo de potência ativa (na gestão de congestionamentos apenas são consideradas reduções para os valores das cargas).  $\Delta P_d$  é o valor do ajuste feito pela carga  $d$ .

As restrições deste problema são as seguintes:

$$\sum_g^{N_g} ((GS_g) \Delta P_g) + F_k^0 \leq F_k^{max}, \quad k = 1, 2, \dots, N_l \quad (2.2)$$

$$\Delta P_g^{min} = P_g - P_g^{min} \quad (2.3)$$

$$\Delta P_g^{min} \leq \Delta P_g \leq \Delta P_g^{max} \quad (2.4)$$

$$\Delta P_g^{max} = P_g^{max} - P_g \quad g = 1, 2, \dots, N_g \quad (2.5)$$



$$\Delta P_d^{min} \leq \Delta P_d \leq \Delta P_d^{max} \quad (2.6)$$

$$\sum_g^{N_g} \Delta P_g + \sum_d^{N_d} \Delta P_d + \Delta P_{loss} = 0 \quad (2.7)$$

$F_k^0$  representa o fluxo de potência resultante do despacho económico obtido no mercado normal.  $F_k^{max}$  é o limite de potência da linha  $k$ .  $N_g$  e  $N_d$  é, respetivamente, o número de geradores e de cargas participantes neste mercado de ajustes.  $P_g^{min}$  e  $P_g^{max}$  representam os limites mínimo e máximo de produção dos geradores.  $\Delta P_g$  é a variação na produção do gerador  $g$ ,  $\Delta P_d$  é o valor da redução da carga  $d$  e  $\Delta P_{loss}$  corresponde à variação total no valor das perdas de transmissão, resultante da alteração do despacho.  $GS_g$  representa o fator de sensibilidade do gerador  $g$  para o fluxo de potência da linha  $k$ . Estes fatores determinam o grau de importância de cada gerador para a resolução do congestionamento e podem ser dados por:

$$GS_g = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_g} \quad (2.8)$$

Em que  $P_{ij}$  é o trânsito de potência ativa na linha congestionada  $k$  e  $P_g$  a potência ativa produzida pelo gerador  $g$ .

Na gestão dos congestionamentos em operações em tempo real interessa referir a importância dos dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*). A alteração dos parâmetros destes dispositivos de forma a regular o fluxo de potência nos ramos e o redespacho das unidades produtoras (dentro dos limites possíveis) são a primeira opção dos Operadores de Sistema para solucionar situações de congestionamento em tempo real. A segunda opção é a disponibilização atempada de informação relativa à probabilidade das linhas ficarem congestionadas e a distribuição de incentivos para os utilizadores do sistema ajustarem os seus pedidos em termos de carga, de forma a garantir o cumprimento de todas as restrições técnicas. Já a última e menos desejável opção passa pelo corte físico, total ou parcial, das transações. [12]

## 2.1 A Importância da Energia Eólica na Atualidade

O início da produção de energia elétrica a partir do vento remonta ao início do século XX, mas só a partir da década de 1970, com a primeira crise petrolífera, é que o interesse nas potencialidades do vento ressurgiu. Desde então, o contínuo desenvolvimento tecnológico fez com que esta atingisse a sua maturidade, sendo atualmente uma das mais importantes formas sustentáveis de produção de eletricidade [3].

Esta forma de produção de energia é uma das que mais tem crescido nos últimos anos, havendo o interesse de cada vez mais países em aumentar a sua capacidade instalada. Nos últimos 15 anos a potência eólica instalada a nível mundial tem duplicado o seu valor a cada três anos, sendo que em 2012 registou-se um aumento recorde no valor de 45 GW [1]. Atualmente são produzidos 521 TWh de eletricidade com origem eólica, o que representa 2.3% da produção mundial total.

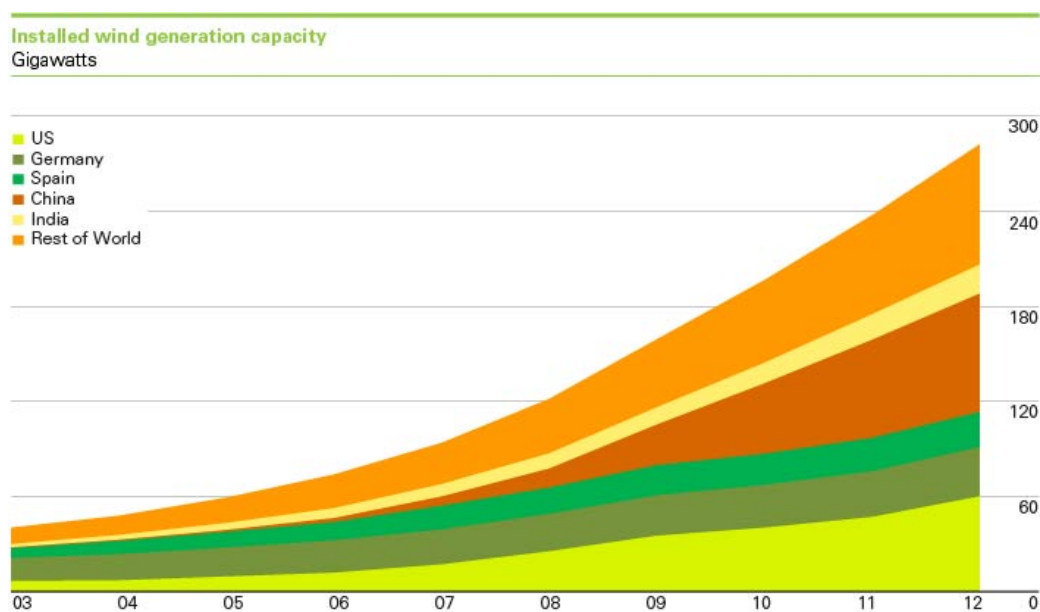


Figura 2.1: Evolução da capacidade instalada de energia eólica de 2003 a 2012. [1]

A Europa, com especial destaque para a Alemanha, Espanha, Dinamarca e Portugal, continua a liderar em termos de capacidade instalada, mas a crescente tendência de utilização deste recurso já se alastrou ao resto do mundo. Nos últimos cinco anos, China, Índia e EUA registaram aumentos na sua capacidade instalada superiores à Europa, contribuindo assim para que a importância da energia eólica tenha um carácter cada vez mais global.

No caso particular de Portugal, a capacidade instalada dos parques eólicos era 4 450 MW em 2012 [20]. Nesse ano foram produzidos 10 012 GWh com origem eólica (mais 11% em relação ao que foi produzido em 2011), o que corresponde a cerca de 20% do consumo total de energia elétrica.

## 2.2 Integração da Produção Eólica nos Sistemas Elétricos

A maioria dos sistemas elétricos foi concebida partindo do princípio de que a produção de energia estava concentrada em grandes centrais produtoras. A progressiva penetração nas redes de produção dispersa proveniente de recursos renováveis obrigou, por isso, à adoção de novas medidas por parte dos Operadores do Sistema, sendo necessária uma atenção especial no caso de sistemas isolados ou de pequena dimensão, em que o impacto da penetração renovável é mais significativo.

No que toca à energia eólica, houve a necessidade de criação de regras, procedimentos e condições técnicas específicas para a integração dos parques eólicos nas redes elétricas, de forma a garantir uma exploração segura, eficiente e que salvguarde a qualidade de serviço. O maior desafio prende-se com a manutenção do equilíbrio entre produção e consumo, dada a variabilidade associada à produção eólica. Este tipo de produção está completamente dependente da existência

do seu recurso primário (vento), pelo que a capacidade de controlo do seu valor é bastante limitada. A regulação da potência produzida pode ser feita através do *pitch-control*, que consiste numa alteração do ângulo de inclinação das pás do rotor. Esta alteração permite não só manter a produção dentro dos limites permitidos quando a velocidade do vento é superior à velocidade de corte da turbina eólica (ver figura 2.3), como também fazer um controlo mais eficaz do valor de potência produzida para os diferentes níveis de vento. Uma outra solução é o *stall control*, que é um pouco mais limitada e que consiste num desenho especial das pás que induz o abrandamento da rotação quando o vento tem uma velocidade superior à de corte. Esta solução tem a vantagem de dispensar a utilização de dispositivos de controlo ativo, que podem ser algo frágeis. No entanto, possibilita um controlo inferior do valor de potência produzida e tem ainda as desvantagens de permitir um aproveitamento inferior de energia eólica e de tornar os aerogeradores mais sujeitos a desgaste por fadiga. [21]

A outra forma de controlo passa pelo corte de produção e é, em condições normais, evitada, uma vez que implica o desperdício de potencial energético livre de custos. De referir que a produção eólica, juntamente com outros tipos de produção renovável (mini-hídricas, solar, térmica a partir de cogeração ou biomassa e resíduos) assume um carácter especial com despacho prioritário. Como tal, para os Operadores de Sistema, a produção eólica não é considerada despachável, sendo antes vista como uma “carga negativa” à qual as restantes centrais produtoras convencionais se devem adaptar. A modelização deste problema pode ser feita pela equação 2.9, que se aplica para cada momento de operação: [3]

$$P_G = P_D + P_L - P_W \quad (2.9)$$

Em que:

$P_G$  = Potência a produzir por centrais convencionais;

$P_D$  = Potência consumida;

$P_L$  = Perdas de potência ativa;

$P_W$  = Potência eólica produzida.

A curto e a médio prazo, a integração de eólica e das restantes PRE (Produção em Regime Especial) no referencial dos mercados de eletricidade contribui para uma diminuição do preço médio de mercado, removendo do diagrama tecnologias de produção cujo custo variável é mais elevado. Por outro lado, importa notar que, a longo prazo, o efeito pode ser o oposto, uma vez que as tecnologias de produção mais caras continuam a ser necessárias em diversas alturas do ano, sendo a sua utilização encarecida pelos arranques e paragens mais frequentes e pelo menor número anual de horas de funcionamento. [22]

De uma forma geral, quanto maior for a utilização de energia eólica num sistema elétrico, maior é a necessidade de alocação de reservas adicionais, o que implica custos dos serviços de sistema acrescidos e limita os benefícios da utilização dos recursos eólicos. A necessidade destas reservas deve-se à variabilidade deste tipo de produção e é acentuada pelas dificuldades associadas à sua previsão. Na prática estas reservas podem ser de dois tipos: reserva a subir (utilizada

quando se verifica um déficit de produção eólica em relação à previsão) ou reserva a descer (utilizada quando se verifica um excesso de produção eólica em relação à previsão). A figura 2.2 ilustra um exemplo dos desvios que podem ocorrer entre as previsões e a potência eólica efetivamente produzida e que implicam a utilização de reservas adicionais. De notar que estes dados são relativos unicamente aos parques eólicos que possuem telemedidas com a REN e não representam a totalidade da potência eólica instalada em Portugal.

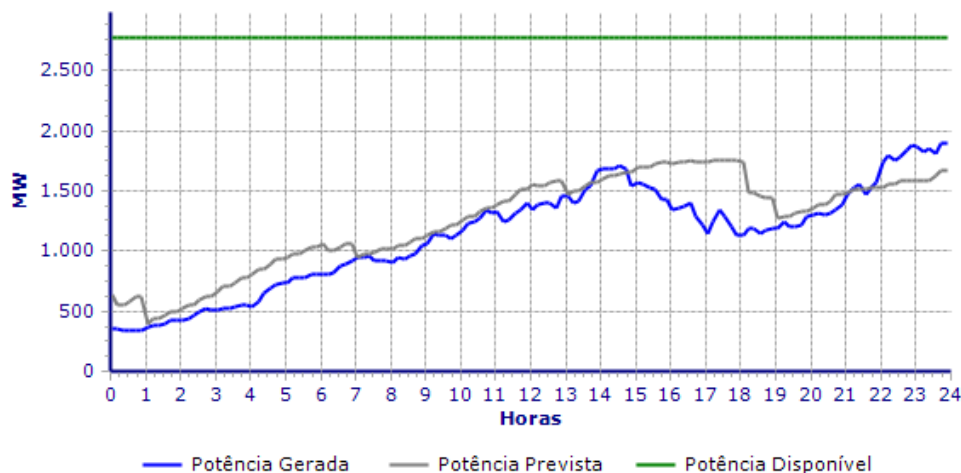


Figura 2.2: Comparação entre a potência eólica prevista e a potência efetivamente gerada em Portugal para o dia 20/05/2014. [2]

Em sistemas que possuem centrais hidroelétricas com capacidade de bombagem, é comum fazer-se um outro aproveitamento da energia eólica, que passa pela coordenação entre os recursos hídricos e eólicos. Em situações em que existe excesso de produção eólica no sistema, o excedente é utilizado na bombagem de água nas centrais hidroelétricas, criando assim reservas adicionais que poderão ser utilizadas para produzir eletricidade mais tarde, tipicamente nas horas de ponta.

## 2.3 Previsões de Produção Eólica e Incerteza Associada

Tendo em conta o paradigma de funcionamento atual dos sistemas elétricos, as previsões de produção eólica assumem um papel fundamental para um bom funcionamento dos mercados energéticos e para uma gestão eficaz dos sistemas, especialmente em redes com elevada penetração de energia eólica. A capacidade do TSO de determinar o escalonamento de unidades produtoras e o seu despacho de produção da forma mais eficiente possível do ponto de vista económico depende, de forma muito significativa, da precisão das previsões.

O vento é um fenómeno natural extremamente volátil, normalmente criado por gradientes de baixa pressão que atuam ao longo de grandes distâncias e afetado por processos turbulentos e caóticos, cuja previsão é particularmente difícil, quando comparados com outros fenómenos meteorológicos. A topografia local também tem uma influência significativa no comportamento

do vento, devendo a sua informação ser incluída nos modelos de previsão eólica, uma vez que não é considerada nos modelos de previsão meteorológica tradicionais. Estes condicionantes, aliados ao facto da relação entre a velocidade do vento e o valor de produção dos aerogeradores ser não linear, fazem com que a previsão da produção eólica seja bastante complexa e esteja sujeita a erros que podem ser significativos e condicionar a gestão do sistema.

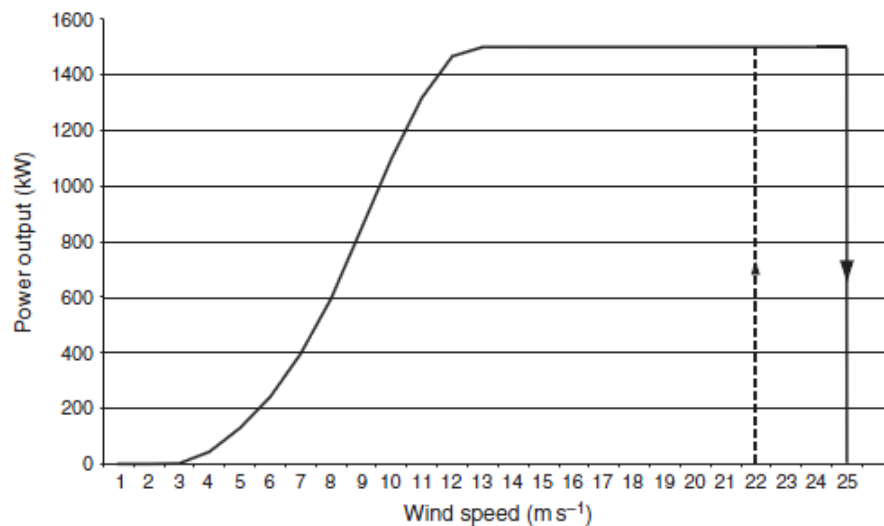


Figura 2.3: Curva de potência típica de uma turbina eólica de 1500 kW com uma velocidade de corte de  $25 \text{ m s}^{-1}$ . (A linha a tracejado representa o efeito de histerese). [3]

Os métodos de previsão eólica dividem-se, normalmente, em dois grupos: [23] [24]

- **Modelos Físicos:** Contêm a descrição matemática dos processos físicos que relacionam a velocidade do vento, as condições atmosféricas e a topografia local com a produção efetiva de potência do parque eólico.
- **Modelos Estatísticos:** Estimam a relação estatística entre os dados de entrada relevantes (previsões meteorológicas e dados históricos de produção eólica) e a saída (potência eólica produzida) sem ter em consideração nenhum fenómeno físico.

Atualmente, existem já modelos de previsão avançados que combinam as aproximações físicas e estatísticas. O desempenho e a precisão das previsões depende da complexidade do terreno e da disponibilidade de boas previsões NWP (*Numerical Weather Prediction*) e de informação em tempo real relativa às condições meteorológicas e às características do parque eólico.

Tradicionalmente, os modelos de previsão eólica fornecem resultados na forma de previsões pontuais, isto é, um único valor de produção esperado para um dado período de tempo no futuro [25]. Estas previsões utilizam modelos NWP que têm, como saídas, valores determinísticos para a velocidade do vento num dado horizonte temporal, a partir dos quais se obtém previsões para os valores de produção. A grande desvantagem deste tipo de modelos de previsão reside na falta

de informação relativa ao grau de incerteza presente nos valores. Como tal, estes modelos não são os mais adequados quando o objetivo é tornar mais eficiente a tomada de decisões relativas à definição dos níveis de reserva do sistema elétrico, ao escalonamento de unidades produtoras ou à compra e venda de eletricidade em ambiente de mercado, dado que não existe uma quantificação da incerteza que permita acautelar devidamente a possibilidade de desvios da produção relativamente às previsões [25] [23].

Em resposta a este problema, têm sido desenvolvidos modelos de previsão que associam estimativas da incerteza às previsões pontuais da produção eólica, de forma a providenciar aos diferentes agentes de decisão (empresas de produção eólica, operadores de sistema, operadores de mercado, analistas de mercado, *traders*, etc) uma informação mais completa e que permite decisões mais sustentadas. [24] [26] A incerteza da produção eólica pode ser representada de diversas formas:

- **Previsões probabilísticas:** A incerteza é expressa através de quantis, previsões na forma de intervalos, funções massa de probabilidade ou funções densidade de probabilidade. Abaixo temos o exemplo de uma previsão probabilística com a produção eólica dada na forma de intervalos que indicam a gama de valores possíveis.

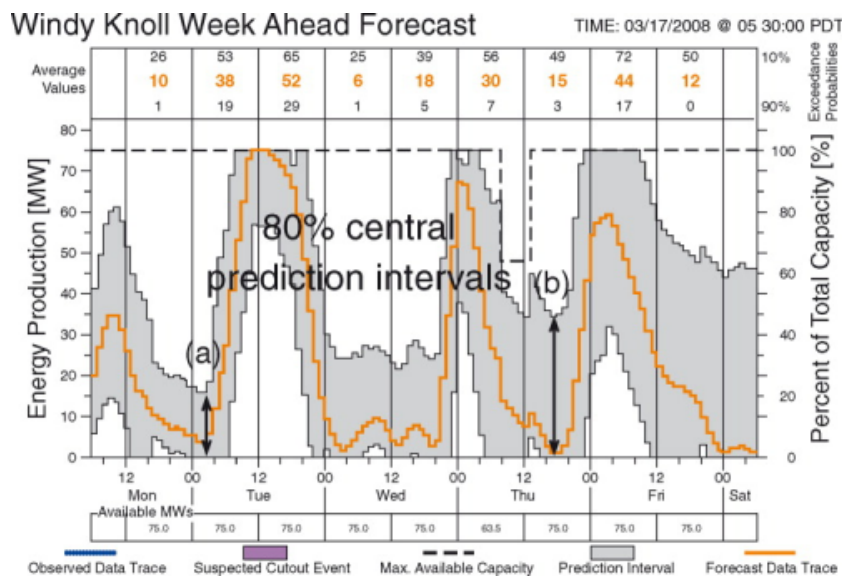


Figura 2.4: Exemplo de uma previsão probabilística com incerteza representada na forma de intervalos. [4]

- **Índices de Risco:** Acompanham as previsões pontuais e indicam a sua precisão esperada. Dependem da previsibilidade das condições atmosféricas.
- **Cenários de Produção:** Fornecem informação sobre a possível evolução dos erros de previsão ao longo dos períodos de tempo para os quais se pretende prever a produção eólica. Os cenários podem ter dependência temporal ou espaço-temporal.

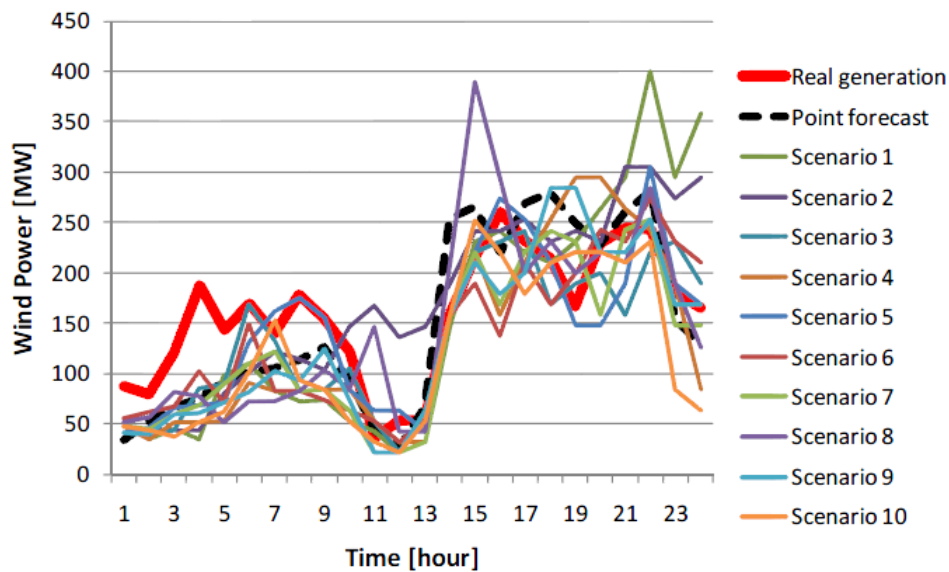


Figura 2.5: Exemplo de uma previsão de produção eólica por cenários (previsão determinística pontual e 10 cenários estocásticos). [5]

A etapa de previsão da produção eólica não faz parte dos objetivos desta dissertação. Como tal, para considerar a incerteza associada a esta produção, os valores de potência produzida serão arbitrados e expressos por números difusos triangulares de forma a exemplificar a aplicação da metodologia desenvolvida. Importa referir que, na prática, estes números difusos poderão ser definidos a partir de previsões probabilísticas, mais particularmente a partir das que expressam a incerteza na forma de intervalos ou de quantis. A forma como isso pode ser feito será demonstrada mais à frente.

## 2.4 Modelos Difusos para Estudos de Trânsito de Potências

Os estudos de trânsito de potências são, tradicionalmente, realizados utilizando modelos determinísticos. Estes modelos ignoram por completo qualquer tipo de incerteza presente nos dados, pelo que podem ser algo limitados quando se pretende analisar situações de operação em que a incerteza é um fator significativo, como nos casos em que as cargas ou as produções (renováveis) são definidas a partir de previsões, que podem estar afetadas por erros.

Em resposta a esta lacuna dos modelos determinísticos, foram desenvolvidos outros tipos de modelos (probabilísticos e difusos), que consideram a incerteza presente nos dados e são capazes de a propagar, de forma a que esteja presente nos resultados dos estudos de trânsito de potências. Os modelos probabilísticos são capazes de modelizar incertezas (das cargas, por exemplo) através de distribuições de probabilidades. A utilização destes modelos tem, no entanto, duas desvantagens significativas: um elevado peso computacional e uma falta de conhecimento sobre a natureza das distribuições de probabilidades a utilizar, que pode dificultar a aplicação do modelo. [27]

Os modelos difusos permitem também incorporar a incerteza associada aos dados de entrada (produções e/ou cargas) e obter, de forma eficiente, resultados que reflitam essa incerteza. Estes modelos definem os valores afetados de incerteza através de números difusos, que serão operados segundo as regras específicas da aritmética difusa. Assim, os resultados de um estudo de trânsito de potências, utilizando estes modelos, serão também números difusos, que consistem em intervalos de valores que representam o espectro de funcionamento possível do sistema. [27] [28]

É importante notar que os modelos difusos não estão em "competição" com os modelos probabilísticos nem tencionam ser uma alternativa direta a esses modelos. Pelo contrário, estes modelos lidam com diferentes tipos de incerteza e diferentes níveis de informação, estando, por isso, vocacionados para diferentes aplicações.

Os modelos probabilísticos têm uma natureza frequencista, estando todos os eventos definidos de forma completa e objetiva por uma função de distribuição de probabilidades que quantifica a incerteza associada ao evento. Já os modelos difusos têm uma natureza subjetiva e não frequencista, sendo os resultados dados na forma de intervalos, que servem apenas para indicar todos os resultados possíveis, mas não a probabilidade de cada um acontecer. Assim, têm a vantagem de permitir uma análise de toda a gama de situações possíveis do problema com uma modelização mais simples e que requer menos esforço computacional do que os modelos probabilísticos. [27]

No âmbito dos sistemas elétricos, já foram desenvolvidos estudos para aplicação dos modelos difusos em problemas de planeamento [29] e em problemas de exploração [6]. Estes modelos podem ser particularmente úteis em problemas de exploração de sistemas com produção eólica, ao permitirem a incorporação da incerteza associada às suas previsões probabilísticas. Esta será a situação a analisar nesta dissertação, sendo os modelos difusos utilizados para efetuar estudos de trânsito de potências que permitam detetar possíveis situações de congestionamento das linhas de transmissão, que passariam despercebidas nos estudos determinísticos de trânsito de potências.

### 2.4.1 Modelo Linearizado de Cálculo do Trânsito de Potências (Modelo DC)

Este modelo consiste na linearização das equações do método AC Newton-Raphson, através de um conjunto de aproximações geralmente aceitáveis para as redes de tensões elevadas. Apesar de ter uma precisão inferior, o modelo DC permite realizar estudos de trânsito de potências de forma mais simples e direta e com menor esforço computacional.

No modelo DC, o trânsito de potência numa linha  $i - k$  é dado por: [30]

$$P_{ik} = \frac{\theta_i - \theta_k}{X_{ik}} \quad (2.10)$$

Para além desse método, pode ainda relacionar-se matricialmente as potências injetadas nos barramentos com o fluxo de potências nas linhas através da seguinte expressão:

$$P_L = A \cdot \hat{P} \quad (2.11)$$



Em que a matriz  $A$  é designada por matriz das sensibilidades, uma vez que indica a sensibilidade do trânsito em cada ramo à variação das potências injetadas nos barramentos. A construção desta matriz pode ser feita através da expressão 2.12.

$$A_{(i-k),j} = \frac{(\hat{B}'_{ij})^{-1} - (\hat{B}'_{kj})^{-1}}{X_{ik}} \quad (2.12)$$

Caso  $i$  ou  $k$  coincidam com o barramento de referência, esta expressão só é válida se se considerar  $\hat{B}'_{ref,j} = 0$ .

A matriz  $\hat{B}'$  é obtida através da eliminação da linha e da coluna correspondentes ao barramento de referência da matriz  $B'$ , que é a matriz das admitâncias nodais (considerando apenas as reatâncias) e cuja construção é feita através das expressões seguintes:

$$B'_{ik} = -\frac{1}{X_{ik}} (i \neq k) \quad (2.13)$$

$$B'_{ii} = \sum_{k \neq i} \frac{1}{X_{ik}} \quad (2.14)$$

De notar que, para uma dada rede, a matriz  $A$  e a matriz  $\hat{B}'$  não são únicas, uma vez que dependem da escolha do barramento de referência. A utilização deste método é especialmente vantajosa em situações em que se pretende estudar vários regimes de funcionamento do sistema, com vários cenários de carga e de despacho, uma vez que assumindo sempre o mesmo barramento como referência, as matrizes  $\hat{B}'^{-1}$  e  $A$  não sofrem modificações, sendo necessário calculá-las uma única vez.

### 2.4.2 Trânsito de Potências Difusas DC

A representação de cargas ou produções existentes num sistema elétrico através de números difusos é uma forma válida e prática de incorporar a incerteza dos seus valores no estudo do trânsito de potências, sendo o objetivo a obtenção de fluxos de potência também na forma de números difusos. A modelização difusa destes valores permite ter em consideração a imprecisão e a incerteza presente nos mesmos, possibilitando ainda a consideração de informação qualitativa que não tem um caráter determinístico nem estocástico (experiência do Agente de Decisão, por exemplo). [28]

Os números difusos são uma classe particular dos conjuntos difusos. Por definição, um conjunto difuso é um conjunto definido por uma função de pertença que atribui a cada elemento um grau de pertença que pode variar entre 0 e 1. Um número difuso  $\tilde{A}$  é um conjunto difuso convexo e normalizado, definido em  $\mathfrak{R}$ , cuja função de pertença é, pelo menos, contínua por segmentos e assume o valor 1 ( $\mu_{\tilde{A}}(x_0) = 1$ ) para, pelo menos, um  $x_0$ . [31]

Para incorporar a incerteza relativa à produção eólica nos estudos de trânsito de potências, a potência injetada em cada barramento será definida por um número difuso triangular. Teremos então  $P_i = [a_1, a_2, a_3]$ , em que  $a_1$  representa o limite inferior,  $a_2$  o valor central e  $a_3$  representa o

limite superior. Os números difusos relativos à potência eólica produzida poderão ser definidos a partir de previsões probabilísticas em que a incerteza é expressa na forma de intervalos ou através de quantis. Em ambos os casos, a adaptação para números difusos é relativamente simples. Os valores centrais corresponderão sempre aos valores das previsões pontuais. Os limites inferior e superior podem ser adaptados das previsões por quantis considerando que o inferior corresponde ao quantil de valor  $\alpha$  e o superior corresponde ao de valor  $1 - \alpha$ . Na figura 2.6 está representado um exemplo desta adaptação, com  $\alpha = 0,1$ .

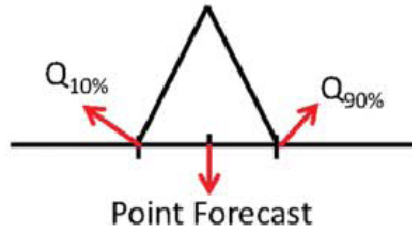


Figura 2.6: Exemplo de definição da produção eólica difusa a partir de previsões probabilísticas com incerteza definida por quantis. [6]

Os resultados obtidos para os fluxos de potência nas linhas serão também números difusos triangulares que indicarão o espectro de valores que se poderão verificar como resultado de todas as combinações possíveis nos valores difusos das potências injetadas.

O procedimento a seguir para o cálculo do trânsito de potências difusas passa, normalmente, pela determinação dos valores centrais dos fluxos de potência e do módulo e fase das tensões através de um estudo de trânsito de potências determinístico, sendo posteriormente calculados os seus desvios. No entanto, como se trata do trânsito de potências DC, os fluxos de potência difusos podem ser obtidos diretamente:

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A] \cdot [\tilde{P}] \quad (2.15)$$

É importante notar que  $[\tilde{P}]$  representa o vetor de potências injetadas difusas, pelo que a expressão não pode ser vista como uma multiplicação de matrizes de números reais. Devem ser tidas em conta as regras da aritmética difusa, que estipulam que os valores de um intervalo devem estar sempre ordenados de forma crescente. Como tal, é necessário considerar o sinal de cada elemento de  $[A]$  para saber qual o valor difuso de  $[\tilde{P}_{ik}]$  a utilizar na multiplicação. O exemplo de uma subtração entre dois números difusos é suficiente para ilustrar este princípio, uma vez que é como se o segundo estivesse multiplicado pelo número real  $-1$ . [27]

$$\tilde{X} - \tilde{Y} = \tilde{X} + (-\tilde{Y}) \quad (2.16)$$

$$[x_1, x_2, x_3] - [y_1, y_2, y_3] = [x_1, x_2, x_3] + [-y_3, -y_2, -y_1] = [x_1 - y_3, x_2 - y_2, x_3 - y_1] \quad (2.17)$$

No caso da expressão 2.15 isto implica que, no cálculo dos limites superiores (ou inferiores) dos fluxos difusos se usem os limites inferiores (ou superiores) das potências injetadas, caso os elementos de  $[A]$  sejam negativos. Para facilitar esta implementação, podem ser criadas duas matrizes a partir de  $[A]$ . Uma designada por  $A^+$ , que é igual a  $A$  mas com os elementos negativos substituídos por 0, e outra designada por  $A^-$ , obtida através da substituição dos elementos positivos de  $A$  por 0. A matriz constituída pelos vetores de intervalos das potências injetadas é também organizada de duas formas distintas:

$$[\tilde{P}]^+ = [[a_1], [a_2], [a_3]] \quad (2.18)$$

$$[\tilde{P}]^- = [[a_3], [a_2], [a_1]] \quad (2.19)$$

De notar que  $[a_1]$  corresponde ao vetor com os limites inferiores das potências injetadas de cada nó,  $[a_2]$  corresponde ao vetor dos valores centrais e  $[a_3]$  corresponde ao vetor dos limites superiores.

Ao aplicar a expressão 2.20 é possível obter de uma forma mais direta e prática os valores do trânsito de potências difusas, uma vez que as multiplicações destas matrizes são feitas de forma tradicional.

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [\tilde{P}]^+ + [A]^- \cdot [\tilde{P}]^- \quad (2.20)$$

Importa ainda referir que, ao contrário do que acontece com o modelo determinístico do trânsito de potências DC, não é possível obter os fluxos de potência nas linhas a partir dos valores das fases das tensões ( $\tilde{P}_{ik} \neq \frac{\tilde{\theta}_i - \tilde{\theta}_k}{X_{ik}}$ ), devido às regras específicas da aritmética difusa.

## 2.5 Congestionamento das Linhas de Transmissão

Considera-se que existe uma situação de congestionamento quando os estudos de trânsito de potências indicam um fluxo de potência superior ao limite permitido na linha de transmissão. Esta situação leva, normalmente, à atuação dos sistemas de proteção e à existência de fluxos de potência reprimidos, de forma a evitar a violação do limite da linha. Na prática, a violação deste limite pode ter consequências ao nível da segurança e estabilidade do sistema, havendo a possibilidade de variações abruptas dos níveis de tensão e cortes de carga não controlados.

Tendo em conta que os estudos de trânsito de potências difusas não fornecem resultados na forma de valores reais determinísticos, mas antes na forma de conjuntos difusos que incorporam a incerteza presente nas cargas ou produções, o conceito de congestionamento das linhas de transmissão deve ser analisado em termos de risco da sua ocorrência. Assim, pretende-se analisar a possibilidade de congestionamento do sistema, tendo em conta produções eólicas difusas definidas a partir de previsões probabilísticas.

O risco de congestionamento será então modelizado por uma variável ( $R$ ), que poderá variar entre 0 e 1 e que servirá para, de alguma forma, quantificar a possibilidade de se verificar o congestionamento de, pelo menos, uma linha de transmissão do sistema. É importante notar que este valor não tem uma natureza frequencista e, portanto, não representa a probabilidade de ocorrer, efetivamente, uma situação de congestionamento.

Considerando, então, que o fluxo de potências numa dada linha  $i$ - $k$  é um número difuso triangular definido por uma função de pertença ( $\mu_{P_{ik}}$ ) que varia no intervalo  $[0, 1]$ , teremos três tipos de situação:

- $R_{ik} = 0$ : Sejam quais forem os os valores de trânsito de potência que efetivamente se verificarem, é impossível que haja congestionamento em qualquer das linhas.

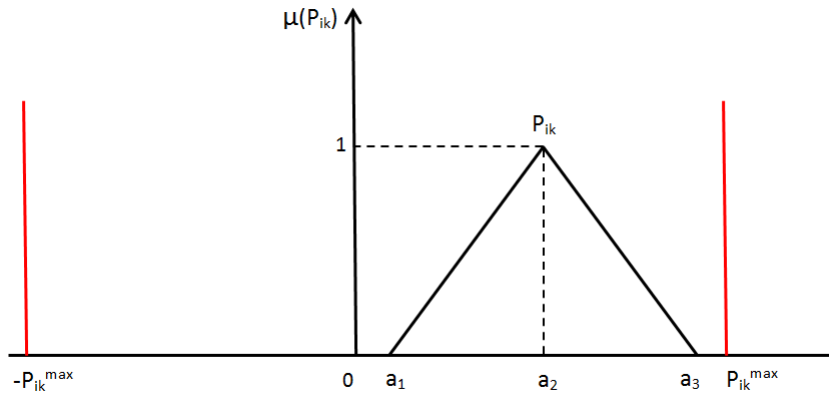


Figura 2.7: Fluxo de potência difuso numa linha com risco de congestionamento nulo ( $R_{ik} = 0$ )

- $0 < R_{ik} < 1$ : Dependendo do valor de fluxo de potência que efetivamente se verifique (dentro da gama de valores possíveis), pode ocorrer o congestionamento da linha. A utilização do trânsito de potências difusas é especialmente vocacionada para este tipo de casos, uma vez que permite identificar possíveis situações de congestionamento que não seriam detetadas por um trânsito de potências determinístico. Note-se que, o valor central do fluxo de potência é inferior ao limite da linha, pelo que um estudo determinístico concluiria que não existe congestionamento, ao passo que a utilização de um modelo difuso permite perceber que existe essa possibilidade.

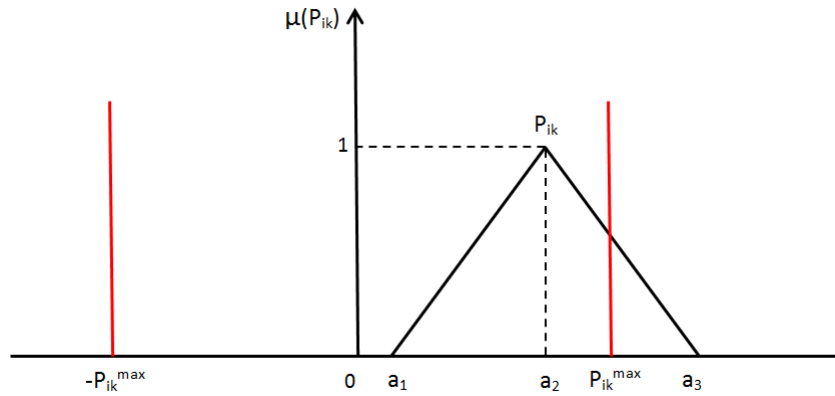


Figura 2.8: Fluxo de potência difuso numa linha com um dado risco de congestionamento ( $0 < R_{ik} < 1$ )

- $R_{ik} = 1$ : É garantido que vai ocorrer o congestionamento da linha. Nestas situações, o valor central do fluxo de potência, que corresponde ao valor determinístico, é superior ao valor máximo admissível para a linha, pelo que se considera como certo o congestionamento.

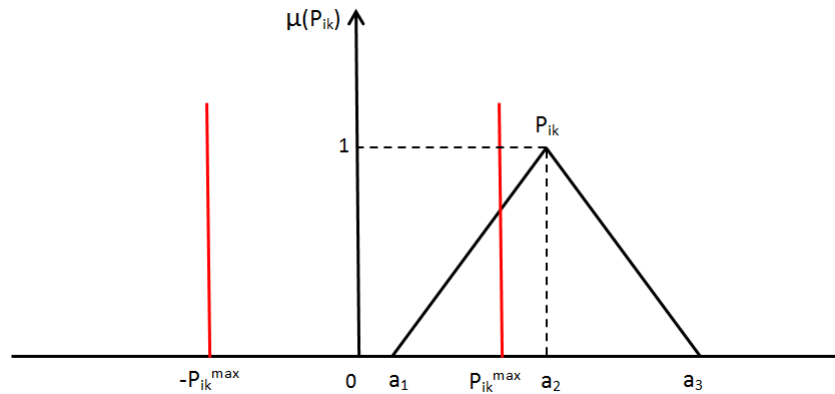


Figura 2.9: Fluxo de potência difuso numa linha com congestionamento certo ( $R_{ik} = 1$ )

O risco de congestionamento do sistema será dado pelo valor da pior situação encontrada, ou seja, pelo valor máximo das variáveis de risco de cada linha ( $R = \max\{R_\ell\} \forall \ell$ ), uma vez que basta existir o congestionamento de uma linha para se considerar que o sistema está congestionado.



## Capítulo 3

# Implementação dos Modelos de Redespacho

### 3.1 Descrição da Metodologia Desenvolvida

A metodologia desenvolvida neste trabalho tem, como objetivo, a obtenção de uma ferramenta computacional capaz de calcular o índice de risco de congestionamento associado à incerteza da produção eólica de um determinado sistema elétrico e de fazer sugestões de redespacho que possam melhorar esse índice, mediante as preferências do Agente de Decisão.

Assim, tendo em conta um sistema elétrico com diversos parques eólicos e com um determinado despacho de produção convencional, pretende-se fazer a inclusão da incerteza associada à produção eólica através do uso de valores difusos. A potência produzida pelos parques eólicos será então dada por números difusos triangulares, que podem ser definidos a partir de previsões probabilísticas. Esta etapa não faz parte deste trabalho, tendo sido arbitrados valores para a produção eólica, de forma a exemplificar a aplicação da metodologia.

Tendo as potências injetadas difusas, calcula-se o *Fuzzy Power Flow* DC e determina-se o índice de risco de congestionamento do sistema. Mediante esse índice e as preferências do Agente de Decisão, aplica-se um dos vários modelos de redespacho desenvolvidos e obtêm-se soluções de redespacho que permitem níveis mais adequados para o índice de risco. Estas soluções podem ser compostas unicamente pelo redespacho dos grupos produtores convencionais ou ser complementadas pelo corte de produção eólica ou pelo corte de carga. A metodologia foi desenvolvida e implementada em MATLAB.

### 3.2 Risco de Congestionamento nas Linhas de Transmissão

Para calcular o índice de risco de congestionamento foram consideradas duas variáveis auxiliares. Estas surgem como resposta à necessidade de ter duas expressões distintas de cálculo do

risco, uma para a situação em que o fluxo de potência da linha é positivo e existe o risco do seu limite máximo ser violado, e outra para a situação em que o fluxo é negativo e existe a possibilidade do limite mínimo ser violado. Consideremos a situação apresentada na Figura 3.1:

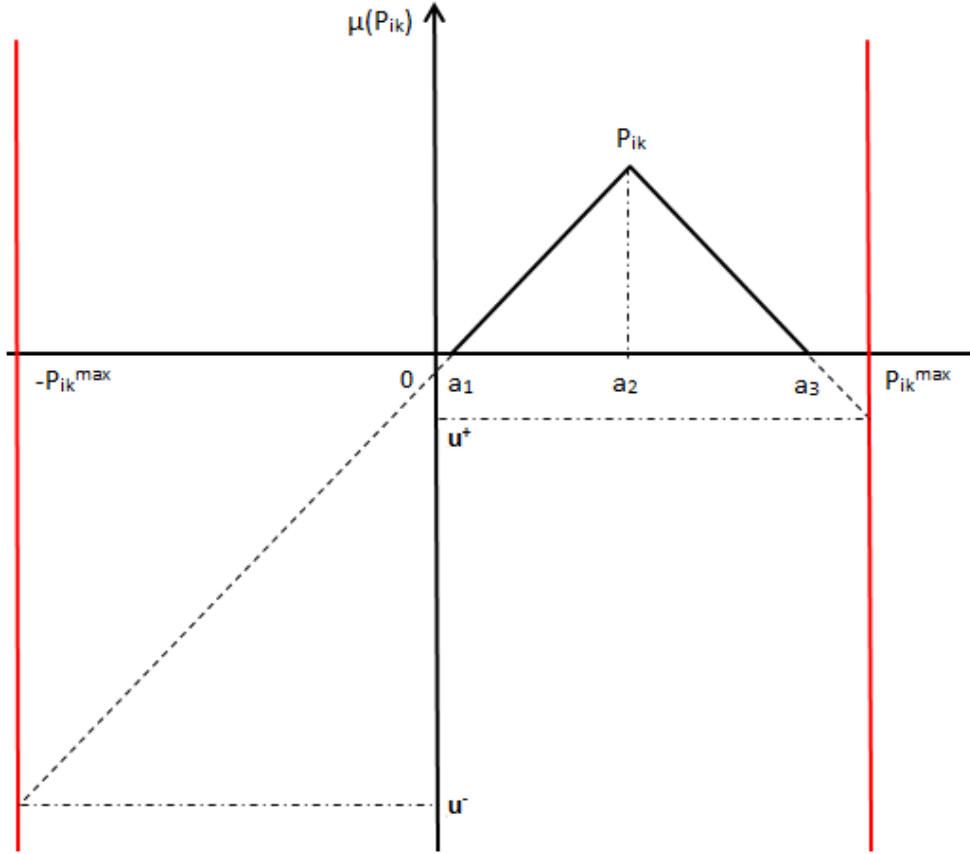


Figura 3.1: Exemplo de cálculo do risco de congestionamento ( $R_{ik} = 0$ )

Esta situação ilustra um fluxo de potência difuso numa linha genérica ( $i - k$ ), em que  $P_{ik}^{a2}$  é o seu valor central e  $P_{ik}^{a1}$  e  $P_{ik}^{a3}$  são os seus limites inferior e superior, respetivamente.  $u^+$  corresponde à variável que modeliza o risco do limite superior de potência ( $P_{ik}^{max}$ ) ser violado e  $u^-$  corresponde à variável que modeliza o risco de violação do limite inferior ( $-P_{ik}^{max}$ ). Estas variáveis serão, então, dadas por:

$$u_{ik}^+ = \frac{P_{ik}^{a3} - P_{ik}^{max}}{P_{ik}^{a3} - P_{ik}^{a2}} \quad (3.1)$$

$$u_{ik}^- = \frac{-P_{ik}^{max} - P_{ik}^{a1}}{P_{ik}^{a2} - P_{ik}^{a1}} \quad (3.2)$$

Na situação da Figura 3.1 temos  $P_{ik}^{a1}$ ,  $P_{ik}^{a2}$  e  $P_{ik}^{a3} > 0$ . Como  $P_{ik}^{a3} < P_{ik}^{max}$  e  $P_{ik}^{a1} > -P_{ik}^{max}$ , facilmente se percebe que o risco de congestionamento da linha é nulo. Aplicando as expressões 3.1 e 3.2, verifica-se que, tanto  $u^+$  como  $u^-$ , terão valores negativos, tal como se observa na figura. Para



além de poderem assumir valores negativos, estas variáveis podem também ter valores superiores a 1. Como tal, para ter um valor verdadeiramente ilustrativo do risco de congestionamento, devem ser adaptadas através de uma normalização, em que valores negativos correspondem a 0 e valores maiores que 1 correspondem a 1.

$$u^* = \begin{cases} 0, & u \leq 0 \\ 1, & u \geq 1 \end{cases}$$

O índice de risco de congestionamento da linha  $i - k$  será dado pelo maior valor das suas variáveis  $u^+$  e  $u^-$  ( $R_{ik} = \max\{u_{ik}^+, u_{ik}^-\}$ ). Como já foi referido anteriormente, o índice de risco de congestionamento do sistema será dado pelo valor máximo do conjunto formado pelos índices de risco de todas as linhas:

$$R = \max\{R_\ell\} \quad \ell = 1, 2, \dots, N_\ell \quad (3.3)$$

### 3.3 Modelos de Redespacho

Após a implementação de um modelo com a capacidade de calcular o trânsito de potências difusas e o respetivo risco de congestionamento do sistema, o objetivo seguinte passa pela implementação de uma funcionalidade de redespacho que permita obter níveis de risco inferiores. Trata-se, portanto, de otimizar o despacho de produção convencional, de forma a garantir valores adequados para o índice de risco de congestionamento do sistema. Foram desenvolvidos vários modelos de redespacho que podem ser usados de acordo com as preferências do Agente de Decisão, tendo sido também desenvolvidas algumas versões que permitem outros meios de resolução dos congestionamentos, tais como o corte de produção eólica ou o corte de cargas.

#### 3.3.1 Modelo de Redespacho 1: Minimização do Redespacho

O primeiro modelo considerado consiste em minimizar a diferença entre o despacho final e inicial de cada gerador, garantindo a obtenção do nível de risco definido pelo Agente de Decisão. A função objetivo deste problema de otimização seria, normalmente, dada pela expressão 3.4.

$$\text{Min} \sum_i^{N_G} |\Delta P_{Gi}| \quad (3.4)$$

Inicialmente, o modelo foi desenvolvido de forma a ser implementado em funções de otimização não lineares, nas quais é possível utilizar a função objetivo da expressão 3.4. Procedeu-se, depois, a uma reestruturação do modelo, de forma a obter um problema de otimização totalmente linear. Esta reestruturação permitiu a sua implementação em funções de otimização lineares, que têm importantes vantagens ao nível do esforço computacional requerido para a sua resolução, sobretudo em problemas de grande dimensão.

Uma das adaptações feitas, inspirada em [32], consistiu na utilização de duas variáveis de redespacho para cada unidade geradora, uma correspondente ao aumento de produção ( $\Delta P_{Gi}^+$ ) e outra relativa à diminuição de produção ( $\Delta P_{Gi}^-$ ). Estas variáveis serão iguais, ou superiores, a 0, sendo que apenas uma delas poderá assumir um valor positivo. Desta forma, a soma das variáveis de cada gerador será igual ao seu valor absoluto de redespacho, dispensando-se a utilização da função de módulo para o obter.

Para garantir a obtenção do valor de risco de congestionamento ( $R_{max}$ ) definido pelo Agente de Decisão devem ser incluídas no problema as restrições  $u^+ \leq R_{max}$  e  $u^- \leq R_{max}$ . No entanto, estas devem também ser adaptadas, de forma a garantir a linearidade do problema:

$$\frac{P_{ik}^{a_3} - P_{ik}^{max}}{P_{ik}^{a_3} - P_{ik}^{a_2}} \leq R_{max} \Leftrightarrow P_{ik}^{a_3} - P_{ik}^{max} \leq R_{max} \cdot P_{ik}^{a_3} - R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \quad (3.5)$$

$$\frac{-P_{ik}^{max} - P_{ik}^{a_1}}{P_{ik}^{a_2} - P_{ik}^{a_1}} \leq R_{max} \Leftrightarrow -P_{ik}^{max} - P_{ik}^{a_1} \leq R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} - R_{max} \cdot P_{ik}^{a_1} \quad (3.6)$$

Esta inequações sofrem ainda uma nova adaptação, podendo agora ser diretamente incluídas no problema:

$$P_{ik}^{a_3} \cdot (1 - R_{max}) + R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.7)$$

$$P_{ik}^{a_1} \cdot (R_{max} - 1) - R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.8)$$

O problema é então dado por:

$$\text{Min} \sum_i^{N_B} (\Delta P_{Gi}^+ + \Delta P_{Gi}^-) \quad (3.9)$$

Sujeito a:

$$\Delta P_{Gi}^+ \geq 0 \quad \forall i \quad (3.10)$$

$$\Delta P_{Gi}^- \geq 0 \quad \forall i \quad (3.11)$$

$$P_{inji} = P_{Gi} + (\Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^-) - P_{Li} + \tilde{P}_{Wi} \quad \forall i \quad (3.12)$$

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [P_{inj}]^+ + [A]^- \cdot [P_{inj}]^- \quad (3.13)$$

$$P_{ik}^{a_3} \cdot (1 - R_{max}) + R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.14)$$

$$P_{ik}^{a_1} \cdot (R_{max} - 1) - R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.15)$$

$$\sum_i^{N_B} (P_{inj}^{a_2})_i = 0 \quad (3.16)$$

De notar que  $\Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^-$  corresponde à diferença entre a produção final (após o redespacho) e inicial do gerador do nó  $i$ . As potências injetadas difusas são obtidas através da equação 3.12, em que  $P_{Li}$  representa o valor da carga no barramento e  $\tilde{P}_{Wi}$  a sua produção eólica difusa. Os fluxos de potência difusos são calculados pela expressão 3.13, que já foi descrita anteriormente. Já a condição 3.16 garante a igualdade entre produção e consumo para os valores centrais ( $a_2$ ) das potências injetadas de cada nó  $i$ .

Este modelo de redespacho foi implementado e resolvido com a função de otimização *linprog* do MATLAB. Esta função otimiza problemas na seguinte forma:

$$\min_x f^T x \text{ such that } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq, \\ lb \leq x \leq ub. \end{cases}$$

Figura 3.2: Formato dos problemas de otimização da função *linprog*. [7]

De notar que: [7]

- $f^T x$  – Representa a multiplicação de um vetor linha de constantes  $f$  pelo vetor coluna de variáveis  $x$ . Corresponde ao valor que se pretende minimizar.
- $A \cdot x \leq b$  – Corresponde às restrições lineares de desigualdade.  $A$  é uma matriz com as dimensões  $k * n$ , onde  $k$  é o número de restrições e  $n$  é o número de variáveis (comprimento de  $x$ ).  $b$  é um vetor de tamanho  $k$ .
- $Aeq \cdot x = beq$  – Corresponde às restrições lineares de igualdade.  $Aeq$  é uma matriz com as dimensões  $m * n$ , onde  $m$  é o número de restrições e  $n$  é o número de variáveis.  $beq$  é um vetor de tamanho  $m$ .
- $lb \leq x \leq ub$  – Representa a limitação inferior ( $lb$ ) e superior ( $ub$ ) de  $x$ .

O algoritmo usado foi o *Simplex*. O processo utilizado por este algoritmo passa por ir percorrendo os limites do poliedro definido pelas restrições, de vértice em vértice, enquanto vai reduzindo o valor da função objetivo em cada iteração.

### 3.3.2 Modelo de Redespacho 2: Minimização do Custo de Redespacho

Este modelo é bastante semelhante ao anterior no que toca a toda a estruturação e às suas restrições. A grande diferença reside no facto de se considerar um custo de redespacho específico

para cada gerador, enquanto que na versão anterior se assumia um custo unitário para todos os grupos produtores. De referir que o custo de efetuar uma redução no despacho pode ser diferente do custo de efetuar um aumento para um dado gerador. Estes custos ( $C_i^+$  e  $C_i^-$ ) serão constantes definidas pelo Agente de Decisão. O problema de otimização será dado por:

$$\text{Min} \quad \sum_i^{N_B} (C_i^+ \cdot \Delta P_{Gi}^+ + C_i^- \cdot \Delta P_{Gi}^-) \quad (3.17)$$

Sujeito a:

$$\Delta P_{Gi}^+ \geq 0 \quad \forall i \quad (3.18)$$

$$\Delta P_{Gi}^- \geq 0 \quad \forall i \quad (3.19)$$

$$\tilde{P}_{inji} = P_{Gi} + (\Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^-) - P_{Li} + \tilde{P}_{Wi} \quad \forall i \quad (3.20)$$

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [\tilde{P}_{inj}]^+ + [A]^- \cdot [\tilde{P}_{inj}]^- \quad (3.21)$$

$$P_{ik}^{a3} \cdot (1 - R_{max}) + R_{max} \cdot P_{ik}^{a2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.22)$$

$$P_{ik}^{a1} \cdot (R_{max} - 1) - R_{max} \cdot P_{ik}^{a2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.23)$$

$$\sum_i^{N_B} (P_{inj}^{a2})_i = 0 \quad (3.24)$$

O problema de otimização é linear e será, uma vez mais, resolvido pela função *linprog* do MATLAB.

### 3.3.3 Modelo de Redespacho 3: Minimização do Redespacho (com possibilidade de corte de produção eólica)

Tal como o modelo 2, este modelo representa uma extensão do modelo 1. A sua aplicação destina-se a situações mais extremas, em que o Agente de Decisão pretende obter um índice de risco de congestionamento nulo e o redespacho de produção convencional não é suficiente para o garantir. Assim, em adição à possibilidade de alteração do despacho dos geradores convencionais, existe agora a possibilidade de efetuar o corte de produção eólica. Para efetuar este corte definiram-se variáveis adicionais ( $W_i$ ), que representam a percentagem a que serão usados os parques eólicos. Como o corte de produção eólica representa o desperdício de potencial energético livre de custos, este problema foi modelizado de forma a que esta seja uma solução de recurso, somente utilizada quando o redespacho dos geradores convencionais não for suficiente.

O problema de otimização será dado por:

$$\text{Min} \quad \sum_i^{N_B} (\Delta P_{Gi}^+ + \Delta P_{Gi}^-) + M \cdot \sum_i^{N_B} P_{Wi}^C \quad (3.25)$$

Sujeito a:

$$\Delta P_{Gi}^+ \geq 0 \quad \forall i \quad (3.26)$$

$$\Delta P_{Gi}^- \geq 0 \quad \forall i \quad (3.27)$$

$$0 \leq W_i \leq 1 \quad \forall i \quad (3.28)$$

$$\tilde{P}_{inji} = P_{Gi} + \Delta P_{Gi} - P_{Li} + (\tilde{P}_{Wi} \cdot W_i) \quad \forall i \quad (3.29)$$

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [\tilde{P}_{inj}]^+ + [A]^- \cdot [\tilde{P}_{inj}]^- \quad (3.30)$$

$$P_{ik}^{a3} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.31)$$

$$P_{ik}^{a1} \geq -P_{ik}^{max} \quad (3.32)$$

$$\sum_i^{N_B} P_{Wi}^C = \sum_i^{N_B} P_{Wi}^{inicial} - \sum_i^{N_B} (W_i \cdot P_{Wi}^{final}) \quad (3.33)$$

$$\sum_i^{N_B} (P_{inj}^{a2})_i = 0 \quad (3.34)$$

De notar que cada barramento  $i$  terá uma variável  $W_i$  que representa o grau de utilização da potência eólica nesse barramento. Estas variáveis podem variar entre 0 e 1, sendo que 0 indica um corte total de produção, um valor intermédio indica um corte parcial e 1 indica que não houve corte. Importa referir que, ao efetuar o corte desta forma, todos os valores do número difuso que define a produção eólica serão cortados na mesma proporção:

$$\tilde{P}_{Wi} \cdot W_i = [P_{Wi}^{a1} \cdot W_i, P_{Wi}^{a2} \cdot W_i, P_{Wi}^{a3} \cdot W_i] \quad (3.35)$$

$\sum_i^{N_B} P_{Wi}^C$  representa a potência eólica cortada total, que é obtida através da diferença entre a produção eólica total inicial e a produção eólica final (equação 3.33). Importa notar que  $P_{Wi}^{inicial}$  e  $P_{Wi}^{final}$  se referem aos valores centrais dos números difusos triangulares que representam a produção

eólica ( $P_{Wi}^{a2}$ ). O valor de  $M$  utilizado na função objetivo atua como uma penalidade e deverá ser grande o suficiente para assegurar que só se procede ao corte de eólica se for impossível obter um risco de congestionamento nulo com o redespacho dos geradores convencionais.

As restrições 3.31 e 3.32 garantem um índice de risco de congestionamento nulo e a sua dedução é facilmente feita a partir das restrições 3.14 e 3.15 utilizadas no modelo 1, se considerarmos  $R_{max} = 0$ .

Tal como aconteceu com os modelos anteriores, a função de otimização utilizada foi a *linprog* com o algoritmo *simplex*.

### 3.3.4 Modelo de Redespacho 4: Minimização do Custo de Resolução do Congestionamento

Este modelo, tal como o anterior, destina-se a situações em que o Agente de Decisão pretende obter um índice de risco de congestionamento nulo e o redespacho de produção convencional não é suficiente para o garantir. Neste caso, será considerada a possibilidade de efetuar a redução das cargas, juntamente com o redespacho dos geradores convencionais, de forma a eliminar o risco de congestionamento. Assim, pretende-se modelizar o funcionamento de um mercado de gestão de congestionamentos, em que as cargas e os geradores submetem propostas de preços para efetuar os seus ajustes de consumo e produção. A modelização do problema foi semelhante à do modelo 2, com a diferença de termos agora um novo conjunto de variáveis ( $\Delta P_{Li}$ ) que representarão o corte de carga em cada barramento (que poderá ser nulo, parcial ou total). Associado a cada corte estará uma constante  $C_i^{cc}$  que representará a proposta de preço para redução da carga no barramento  $i$ .

O problema de otimização será dado por:

$$\text{Min} \quad \sum_i^{N_B} (C_i^+ \cdot \Delta P_{Gi}^+ + C_i^- \cdot \Delta P_{Gi}^-) + \sum_i^{N_B} (C_i^{cc} \cdot \Delta P_{Li}) \quad (3.36)$$

Sujeito a:

$$\Delta P_{Gi}^+ \geq 0 \quad \forall i \quad (3.37)$$

$$\Delta P_{Gi}^- \geq 0 \quad \forall i \quad (3.38)$$

$$0 \leq \Delta P_{Li} \leq P_{Li} \quad \forall i \quad (3.39)$$

$$\tilde{P}_{inji} = P_{Gi} + (\Delta P_{Gi}^+ - \Delta P_{Gi}^-) - (P_{Li} - \Delta P_{Li}) + \tilde{P}_{Wi} \quad \forall i \quad (3.40)$$

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [\tilde{P}_{inj}]^+ + [A]^- \cdot [\tilde{P}_{inj}]^- \quad (3.41)$$

$$P_{ik}^{a_3} \cdot (1 - R_{max}) + R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.42)$$

$$P_{ik}^{a_1} \cdot (R_{max} - 1) - R_{max} \cdot P_{ik}^{a_2} \leq P_{ik}^{max} \quad (3.43)$$

$$\sum_i^{N_B} (P_{inj}^{a_2})_i = 0 \quad (3.44)$$

A restrição 3.39 assegura que a variável  $\Delta P_{Li}$  será sempre positiva e menor, ou igual, que o valor da carga no barramento  $i$ . Esta variável representa o valor do corte e, por isso, na equação 3.40  $\Delta P_{Li}$  tem um sinal contrário ao de  $P_{Li}$ , porque sabemos que só pode haver redução de carga e nunca aumento.

Tal como os modelos anteriores, este problema é linear, pelo que a função de otimização utilizada foi a *linprog* com o algoritmo *simplex*.

### 3.3.5 Modelo de Redespacho 5: Minimização do Risco de Congestionamento

Neste modelo o objetivo é, unicamente, a minimização do risco de congestionamento, independentemente da alteração do despacho necessária. Assim, pretende-se determinar o menor valor do índice de risco de congestionamento do sistema, recorrendo unicamente ao redespacho dos geradores convencionais. A variável  $R$ , que se pretende minimizar, será manipulada, juntamente com as variáveis de redespacho dos geradores, pela função de otimização. O problema de otimização será, então, dado por:

$$\text{Min } R \quad (3.45)$$

Sujeito a:

$$\tilde{P}_{inji} = P_{Gi} + \Delta P_{Gi} - P_{Li} + \tilde{P}_{Wi} \quad \forall i \quad (3.46)$$

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [P_{inj}]^+ + [A]^- \cdot [P_{inj}]^- \quad (3.47)$$

$$R \geq 0 \quad (3.48)$$

$$R \geq u_\ell^- \quad \forall \ell \quad (3.49)$$

$$R \geq u_\ell^+ \quad \forall \ell \quad (3.50)$$

$$u_{\ell}^{+} = \frac{P_{\ell}^{a_3} - P_{\ell}^{max}}{P_{\ell}^{a_3} - P_{\ell}^{a_2}} \quad \forall \ell \quad (3.51)$$

$$u_{\ell}^{-} = \frac{-P_{ik}^{max} - P_{ik}^{a_1}}{P_{ik}^{a_2} - P_{ik}^{a_1}} \quad \forall \ell \quad (3.52)$$

$$\sum_i^{N_B} (P_{inj}^{a_2})_i = 0 \quad (3.53)$$

De realçar que, neste modelo, se utiliza apenas uma variável de redespacho para cada gerador, ao contrário do que aconteceu nos modelos anteriores. Como o índice de risco de congestionamento é agora uma das variáveis manipuladas pela função de otimização, em vez de uma constante, este modelo é não-linear. Esta não-linearidade torna-se explícita se tentarmos aplicar as expressões do Modelo 1 relativas ao risco (3.14 e 3.15) a este modelo. Como tal, foi feita uma estruturação diferente, de forma a simplificar a sua aplicação. As restrições 3.49 e 3.50 garantem que o risco de congestionamento será o valor máximo do conjunto de valores de  $u^{+}$  e  $u^{-}$  para cada linha  $\ell$ .

Este modelo foi implementado em MATLAB, sendo resolvido pela função de otimização *fmincon*. Esta função permite a inclusão de restrições não-lineares, resolvendo problemas de minimização da seguinte forma:

$$\min_x f(x) \text{ such that } \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub, \end{cases}$$

Figura 3.3: Formato dos problemas de otimização da função *fmincon*. [8]

A grande diferença desta função em relação à *linprog* é a possibilidade de inclusão de funções não-lineares,  $c(x)$  e  $ceq(x)$ , que podem ser usadas como restrições de desigualdade ou igualdade, respetivamente, ou até a utilização de uma função objetivo não-linear ( $f(x)$ ).

Esta função pode ser aplicada usando um dos quatro algoritmos disponibilizados pelo MATLAB: *interior point*, *active set*, SQP (*Sequential Quadratic Programming*) e *trust region reflective*. Para aplicação deste modelo utilizou-se o algoritmo *active set*, que é um algoritmo rápido e eficiente em problemas de pequena e média escala e que permitiu obter soluções para os diferentes casos de estudo testados.



### 3.3.6 Modelo de Redespacho 6: Otimização Conjunta do Redespacho e do Risco de Congestionamento

Neste modelo pretende-se fazer a minimização do redespacho e do risco de congestionamento de forma conjunta, através da definição de um valor de  $\alpha$ , por parte do Agente de Decisão, que representará o valor de *trade-off* entre estas as duas grandezas. Assim, tendo em conta a expressão 3.54,  $\alpha$  é um indicador da forma como o AD valoriza a soma do redespacho em relação ao risco de congestionamento dos ramos. Idealmente, o *trade-off* seria realizado entre as grandezas  $R$  e  $\sum_i^{N_G} (|\Delta P_{Gi}|)$ , de forma a permitir ao Agente de Decisão definir o valor de  $\alpha$  de forma mais intuitiva e direta. No entanto, houve alguns problemas na implementação do problema desta forma, devido à não linearidade da função de otimização. Assim, optou-se por utilizar o valor de  $\sum_i^{N_G} (\Delta P_{Gi})^2$ , que é igualmente representativo da magnitude da alteração ao despacho inicial.

À parte da função objetivo, a estruturação do modelo é semelhante ao Modelo 5, tendo as mesmas restrições de igualdade e de desigualdade. Uma vez mais, considera-se apenas uma variável de redespacho para cada gerador. A variável relativa ao índice de risco de congestionamento ( $R$ ) é também manipulada pela função de otimização, pelo que o modelo é não-linear.

O problema é, então, dado por:

$$\text{Min } R + \alpha \cdot \sum_i^{N_B} (\Delta P_{Gi})^2 \quad (3.54)$$

Sujeito a:

$$\tilde{P}_{inji} = P_{Gi} + \Delta P_{Gi} - P_{Li} + \tilde{P}_{Wi} \quad \forall i \quad (3.55)$$

$$[\tilde{P}_{ik}] = [A]^+ \cdot [P_{inj}]^+ + [A]^- \cdot [P_{inj}]^- \quad (3.56)$$

$$R \geq 0 \quad (3.57)$$

$$R \geq u_\ell^- \quad \forall \ell \quad (3.58)$$

$$R \geq u_\ell^+ \quad \forall \ell \quad (3.59)$$

$$u_\ell^+ = \frac{P_\ell^{a3} - P_\ell^{max}}{P_\ell^{a3} - P_\ell^{a2}} \quad \forall \ell \quad (3.60)$$

$$u_\ell^- = \frac{-P_{ik}^{max} - P_{ik}^{a1}}{P_{ik}^{a2} - P_{ik}^{a1}} \quad \forall \ell \quad (3.61)$$

$$\sum_i^{N_B} (P_{inj}^{a_2})_i = 0 \quad (3.62)$$

A função de otimização utilizada foi, uma vez mais, a *fmincon* com o algoritmo *active set*, dado que o problema não é linear.

## Capítulo 4

# Aplicação da Metodologia e Análise de Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação dos modelos de redespatcho a uma rede de teste de 30 barramentos do IEEE (figura 4.1). A rede representa uma porção do *American Electric Power System* correspondente à zona do *Midwest* dos EUA. Para demonstração das potencialidades dos modelos fez-se a inclusão de parques eólicos em diversos barramentos (com e sem geração convencional), sendo os valores da sua produção definidos por conjuntos difusos triangulares, como já foi referido anteriormente.

Esta rede de teste não tinha limites de potência definidos para as linhas de transmissão, pelo que foram criados e testados diversos casos de estudo com diferentes valores para os limites (definidos diretamente em MW, visto que só é considerado o trânsito de potência ativa), diferentes distribuições dos parques eólicos pelo sistema e diferentes valores de produção e de incerteza. Foram também testados diversos despachos de geração convencional para que fosse possível analisar situações com diferentes níveis de risco de congestionamento. Não se retirou nem incluiu nenhum gerador convencional e não foram feitas alterações aos seus valores de potência instalada. Os valores das cargas foram também mantidos constantes em todos os cenários.

Os modelos foram desenvolvidos de forma a ser possível a sua aplicação a qualquer rede genérica com produção eólica definida por números difusos triangulares. Inicialmente, foi testada a sua aplicação em redes de menor dimensão (4 e 9 barramentos), de forma a analisar mais facilmente a coerência dos resultados obtidos. Nesta dissertação serão apenas apresentados os resultados referentes à rede de 30 barramentos.

Os valores das cargas da rede de teste são apresentados na tabela 4.1. Já a localização e as características dos geradores convencionais são descritas na tabela 4.2.

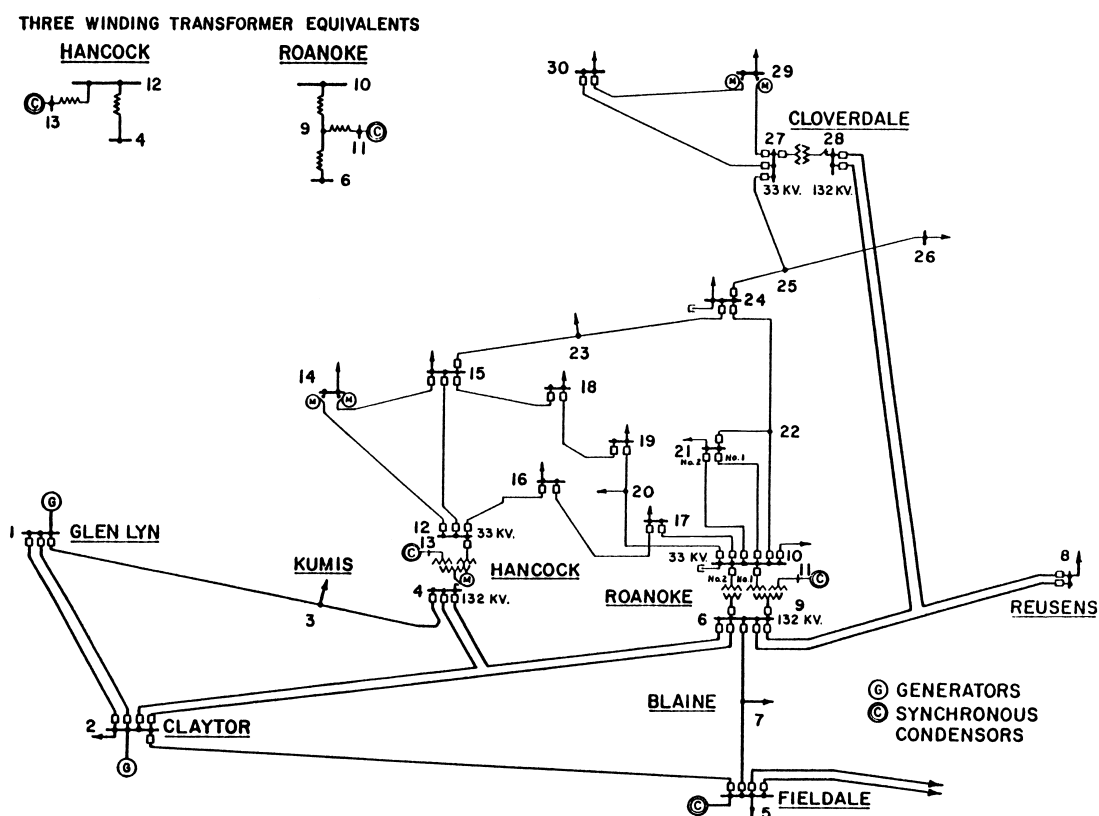


Figura 4.1: IEEE-30 Bus System [9]

Tabela 4.1: Cargas da rede de teste.

Nó	Carga (MW)	Nó	Carga (MW)
1	0	16	3,5
2	21,7	17	9
3	2,4	18	3,2
4	7,6	19	9,5
5	94,2	20	2,2
6	0	21	17,5
7	22,8	22	0
8	30	23	3,2
9	0	24	8,7
10	5,8	25	0
11	0	26	3,5
12	11,2	27	0
13	0	28	0
14	6,2	29	2,4
15	8,2	30	10,6
TOTAL: 283,4 MW			

Tabela 4.2: Localização e potência instalada dos geradores convencionais da rede de teste.

Nó	Status	$P_{g_{max}}$ (MW)	$P_{g_{min}}$ (MW)
<b>1</b>	1	360,2	0
<b>2</b>	1	140	0
<b>5</b>	1	100	0
<b>8</b>	1	100	0
<b>11</b>	1	100	0
<b>13</b>	1	100	0

## 4.1 Caso de Estudo 1

Neste caso de estudo, o despacho inicial de produção convencional foi definido de uma forma que permitisse evidenciar o impacto da incerteza da produção eólica no aparecimento de situações de possível congestionamento. Assim, considerando uma carga total de 283.40 MW (tabela 4.1) e, tendo em conta que as perdas são nulas (trânsito de potências DC), considerou-se 163.4 MW de geração convencional e 120 MW de produção eólica. Os despacho de produção convencional é apresentado na tabela 4.3. A localização e os valores de produção difusos dos parques eólicos são apresentados na tabela 4.4, enquanto que os limites das linhas definidos para este caso de estudo são apresentados na tabela 4.5.

Tabela 4.3: Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 1).

Nó	$P_g$ (MW)
<b>1</b>	33,4
<b>2</b>	30
<b>5</b>	30
<b>8</b>	10
<b>11</b>	30
<b>13</b>	30

Tabela 4.4: Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 1).

Nó	$P_W^{a1}$ (MW)	$P_W^{a2}$ (MW)	$P_W^{a3}$ (MW)
<b>1</b>	10	20	35
<b>8</b>	10	20	35
<b>11</b>	15	20	25
<b>13</b>	10	20	30
<b>16</b>	7	10	13
<b>23</b>	7	10	13
<b>25</b>	5	10	15
<b>28</b>	7	10	13

Tabela 4.5: Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 1).

Linha (i-k)			Linha (i-k)		
i	k	Limite (MW)	i	k	Limite (MW)
1	2	40	16	17	30
1	3	30	15	18	30
2	4	30	18	19	30
3	4	30	19	20	30
2	5	50	10	20	30
2	6	30	10	21	30
4	6	30	10	22	30
5	7	30	21	23	30
6	7	50	15	23	30
6	8	30	22	24	30
6	9	30	23	24	30
6	10	30	24	25	30
9	11	60	25	26	30
9	10	40	25	27	30
4	12	30	28	27	30
12	13	55	27	29	30
12	14	30	27	30	30
12	15	30	29	30	30
12	16	30	8	28	30
14	15	30	6	28	30

#### 4.1.1 Risco de Congestionamento Associado

Neste caso de estudo e, tendo em conta o despacho inicial de produção convencional (tabela 4.3), obteve-se um índice de risco de congestionamento de, aproximadamente, 0.99. Este é o maior valor verificado para as variáveis  $u^+$  e  $u^-$  de cada linha e, neste caso, corresponde a  $u_{1-2}^+$ , uma vez que temos:

$$[\tilde{P}_{1-2}] = [11.80 \quad 39.72 \quad 64.39] \text{ MW}$$

O limite definido para a linha **1-2** é de apenas 40 MVA, que é um valor muito próximo do valor central do fluxo de potência difuso (39.72 MW). Daí o índice de risco de congestionamento ter um valor tão próximo de 1 (0.99). É importante notar que, apesar do valor elevado do índice, um estudo de trânsito de potências determinístico não seria capaz de detetar o congestionamento, porque o valor central do fluxo é inferior ao limite da linha. Além desta, foram ainda encontradas mais 3 situações de possíveis congestionamentos que passariam despercebidas num estudo de TP determinístico (tabela 4.6).

Tabela 4.6: Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 1.

Linha (i-k)	Limite (MVA)	$\tilde{P}_{ik}$ (MW)			$R_{i-k}$
		a1	a2	a3	
6-7	50	42,52	47,47	53,12	0,552
5-7	30	-30,32	-24,67	-19,72	0,056
12-13	55	-60	-50	-40	0,500

## 4.1.2 Aplicação dos Modelos de Redespacho

### 4.1.2.1 Modelo de Redespacho 1

De acordo com este modelo, pode ser definido um valor máximo para o índice de risco de congestionamento, a partir do qual se determina o valor de redespacho mínimo que o permite obter. Definindo, por exemplo, um valor máximo de 0.5 para o risco de congestionamento, obteve-se o seguinte redespacho:

$$[\Delta P_g] = \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g5} \\ \Delta P_{g8} \\ \Delta P_{g11} \\ \Delta P_{g13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -14,47 \\ 14,47 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Este redespacho é o que apresenta menos alterações em relação ao despacho inicial, garantindo um índice de risco máximo de 0.5. Uma vez mais, este verifica-se para a linha 1-2, cujo fluxo de potência difuso é agora dado por:  $[\tilde{P}_{1-2}] = [-0,25 \quad 27,66 \quad 52,34]$  MW. Importa notar, no entanto, que a execução de um redespacho pode provocar a diminuição do risco de congestionamento de uma determinada linha e o aumento do risco de outra. O objetivo não é, portanto, a redução do risco em nenhuma linha em particular, mas antes a redução do valor máximo dos índices de risco de todas as linhas.

A definição de níveis de risco de congestionamento máximo progressivamente menores conduz, de forma consistente, a valores maiores para a soma das alterações ao despacho inicial. Na figura 4.2) pode-se observar a relação entre as duas grandezas.

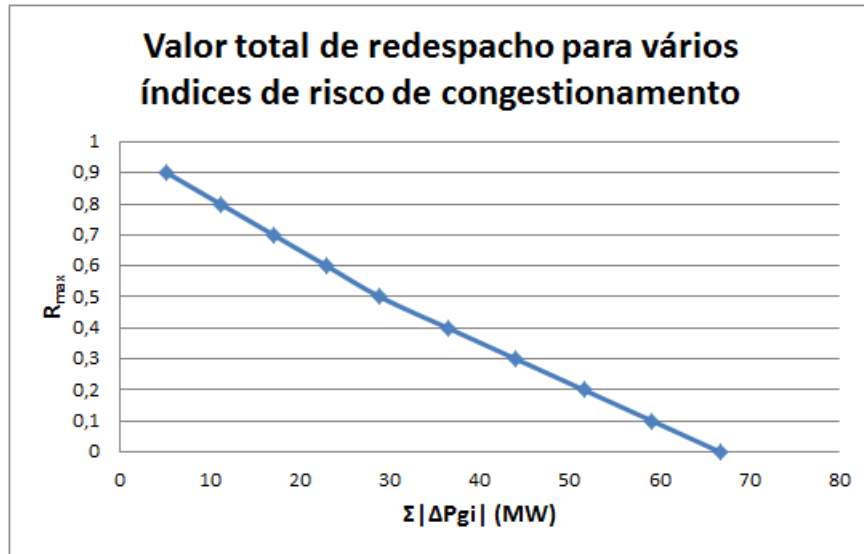


Figura 4.2: Evolução da alteração total do despacho face a índices de risco de congestionamento máximo progressivamente menores.

#### 4.1.2.2 Modelo de Redespacho 5

A aplicação deste modelo, cujo objetivo é a obtenção do menor valor possível para o índice de risco de congestionamento, permite obter um índice de risco praticamente nulo ( $R = 3.70e - 07$ ) com o seguinte vetor de redespacho:

$$[\Delta P_g] = \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g5} \\ \Delta P_{g8} \\ \Delta P_{g11} \\ \Delta P_{g13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -31,42 \\ 15,68 \\ 10,52 \\ 5,37 \\ 4,85 \\ -5,00 \end{bmatrix}$$

O somatório deste redespacho em valor absoluto é 72.84 MW, sendo importante realçar que este valor é superior ao obtido com o **Modelo 1**, no qual se obteve um somatório no valor de 66.78 MW para  $R_{max} = 1,0e - 07$ . Isto deve-se ao facto deste modelo procurar sempre a minimização do somatório do redespacho em valor absoluto, algo que não acontece no **Modelo 2**.

#### 4.1.2.3 Modelo de Redespacho 6

Este modelo foi também aplicado a este caso de estudo, tendo sido testados diversos valores de *trade-off* ( $\alpha$ ) entre as grandezas  $\sum_i^{N_G} (\Delta P_{Gi})^2$  e  $R$ . O valor da função objetivo deste modelo pode ser observado na coluna "f val". Os resultados obtidos podem ser observados na tabela 4.7.



Tabela 4.7: Aplicação do Modelo de Redespacho 5 ao caso de estudo 1 para diversos valores de  $\alpha$ .

$\alpha$	<b>R</b>	$\sum  \Delta P_{g_i} $	<b>f val</b>
0,00001	1,49E-08	72,8043	1,42E-02
0,0001	1,49E-08	72,8042	0,1421
0,0003	1,49E-08	72,8043	0,4263
0,0004	0,1457	60,8506	0,5551
0,0005	0,3054	47,7458	0,6375
0,0006	0,4118	39,0116	0,6933
0,0007	0,4878	32,7706	0,7339
0,0008	0,5449	28,9868	0,765
0,0009	0,5908	26,0833	0,7897
0,001	0,6307	23,466	0,8096
0,0015	0,7499	15,6453	0,8692
0,002	0,8096	11,7359	0,899
0,003	0,8692	7,8223	0,9289
0,005	0,9169	4,6937	0,9527
0,01	0,9527	2,3468	0,9706
0,05	0,9813	0,4694	0,9849
0,1	0,9849	0,2347	0,9867
0,5	0,9878	0,0469	0,9881
20	0,9885	0,0012	0,9885

A análise destes resultados permite identificar os intervalos de valores a atribuir a  $\alpha$  consoante a maior ou menor tolerância ao risco de congestionamento apresentada pelo Agente de Decisão.

Um Agente de Decisão completamente avesso ao risco de congestionamento e que atribui um "peso" relativamente reduzido à soma das alterações ao despacho inicial deve utilizar um valor de  $\alpha$  igual ou inferior a 0.0003, de forma a garantir que o índice de risco de congestionamento é minimizado.

Um AD que procura encontrar um equilíbrio entre  $\sum |\Delta P_{g_i}|$  e  $R$ , deverá utilizar valores de  $\alpha$  superiores a 0.0003 e inferiores a 0.005, uma vez que este intervalo proporciona diversas soluções eficientes com valores de  $\sum |\Delta P_{g_i}|$  e  $R$  bastante diferenciados, consoante o  $\alpha$  definido.

No caso do AD privilegiar a manutenção do despacho inicial, deverá optar por valores de  $\alpha$  superiores a 0.005, que garantem modificações de pequena dimensão no despacho mas que, por outro lado, também só permitem obter reduções pouco significativas no índice de risco de congestionamento.

## 4.2 Caso de Estudo 2

Este caso de estudo foi criado de forma a que fosse impossível obter um risco de congestionamento nulo recorrendo, unicamente, ao redespacho das unidades de produção convencional. Assim, a sua criação destina-se a demonstrar a aplicação dos **Modelos de Redespacho 3 e 4**, que permitem a eliminação completa do risco de congestionamento através do redespacho da produção

convencional e através do corte de produção eólica ou do corte de cargas. O despacho inicial de produção convencional é apresentado na tabela 4.8. A localização e os valores de produção difusos dos parques eólicos são apresentados na tabela 4.9, enquanto que os limites das linhas definidos para este caso de estudo são apresentados na tabela 4.10.

Tabela 4.8: Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 4).

<b>Nó</b>	<b>P<sub>g</sub> (MW)</b>
<b>1</b>	33,4
<b>2</b>	30
<b>5</b>	30
<b>8</b>	10
<b>11</b>	30
<b>13</b>	30

Tabela 4.9: Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 4).

<b>Nó</b>	<b>P<sub>W</sub><sup>a1</sup> (MW)</b>	<b>P<sub>W</sub><sup>a2</sup> (MW)</b>	<b>P<sub>W</sub><sup>a3</sup> (MW)</b>
<b>11</b>	15	20	25
<b>13</b>	10	20	30
<b>16</b>	5	10	15
<b>20</b>	10	20	35
<b>23</b>	5	10	15
<b>25</b>	5	10	15
<b>27</b>	10	20	35
<b>28</b>	5	10	15

Tabela 4.10: Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 4).

Linha(i-k)			Linha(i-k)		
i	k	Limite (MW)	i	k	Limite (MW)
1	2	50	16	17	25
1	3	30	15	18	25
2	4	25	18	19	25
3	4	25	19	20	25
2	5	25	10	20	25
2	6	25	10	21	25
4	6	25	10	22	25
5	7	25	21	23	25
6	7	25	15	23	25
6	8	25	22	24	25
6	9	25	23	24	25
6	10	25	24	25	25
9	11	25	25	26	25
9	10	25	25	27	25
4	12	25	28	27	25
12	13	30	27	29	25
12	14	25	27	30	25
12	15	25	29	30	25
12	16	25	8	28	25
14	15	25	6	28	25

#### 4.2.1 Risco de Congestionamento Associado

Neste caso de estudo procurou-se obter um sistema altamente congestionado, com limites de potência nas linhas relativamente pequenos. Assim, o índice de risco de congestionamento associado ao despacho inicialmente definido é 1. Como tal, sabe-se que, para este caso, um estudo de trânsito de potências determinístico seria capaz de identificar a existência de vários congestionamentos. Tendo em conta os limites definidos, concluiu-se ser certa ( $R_{ik} = 1$ ) a ocorrência de situações de congestionamento em 6 linhas diferentes: **2-5, 5-7, 6-7, 6-9, 9-10, 9-11**. A situação mais crítica verificou-se para a linha **9-11**, cujo limite de potência é 25 MVA, tendo sido obtido o seguinte trânsito difuso:  $[\tilde{P}_{9-11}] = [-55, 0 \quad -50, 0 \quad -45, 0] \text{ MW}$

Para além das situações em que o congestionamento é considerado certo, foram encontradas outras situações em que pode, ou não, verificar-se o congestionamento da linha e que passariam despercebidas num estudo de TP determinístico (tabela 4.11).

Tabela 4.11: Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 3.

Linha (i-k)	Limite (MVA)	$\tilde{P}_{ik}$ (MW)			$R_{i-k}$
		a1	a2	a3	
1-2	50	-13,81	27,24	61,93	0,344
4-6	25	-5,11	13,01	27,69	0,184
9-10	25	4,95	20,02	32,61	0,605
4-12	25	-39,46	-19,19	-1,27	0,710
6-28	25	-28,66	-12,36	-0,95	0,224

## 4.2.2 Aplicação dos Modelos de Redespacho

### 4.2.2.1 Modelo de Redespacho 3

A aplicação deste modelo permitiu a eliminação completa do risco de congestionamento. Para isso, houve a necessidade de recorrer ao redespacho das unidades de produção convencionais e de efetuar um corte parcial da produção eólica. O vetor de redespacho é apresentado abaixo:

$$[\Delta P_g] = \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g5} \\ \Delta P_{g8} \\ \Delta P_{g11} \\ \Delta P_{g13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -29,28 \\ 20,74 \\ 70,00 \\ 3,51 \\ -30,00 \\ -30,00 \end{bmatrix}$$

O somatório do valor absoluto do redespacho de cada gerador ( $\sum_i^{N_B} |\Delta P_{Gi}|$ ) é 183,53 MW. O valor nominal do somatório é 4.98 MW, que corresponde ao total de potência eólica que foi cortada. Este valor corresponde a um corte de, cerca de 4,15%, em relação ao total de produção eólica inicial (120 MW). O grau de utilização e os valores difusos finais da produção eólica estão apresentados na tabela 4.23.

Tabela 4.12: Grau de utilização e valores difusos finais da produção eólica.

Nó	Grau de Utilização (%)	$P_W^{a1}$ (MW)	$P_W^{aw}$ (MW)	$P_W^{a3}$ (MW)
11	77,4	11,61	15,48	19,35
13	100	10	20	30
16	100	5	10	15
20	100	10	20	35
23	100	5	10	15
25	100	5	10	15
27	100	10	20	35
28	95,4	4,78	9,54	14,31

#### 4.2.2.2 Modelo de Redespacho 4

Para fazer a aplicação deste modelo o Agente de Decisão deve definir os custos de redespacho (a subir e a descer) de cada gerador ( $C_i^+$  e  $C_i^-$ ), bem como os custos de redução de cada carga ( $C_i^{cc}$ ). Naturalmente, a definição destes valores condicionará a obtenção da solução. Inicialmente, foi testado um conjunto de valores com custos de redespacho e de corte de carga iguais (50 €/MWh, a título de exemplo), de forma a atribuir o mesmo "peso" ao redespacho de geradores convencionais e ao corte de carga.

Abaixo são apresentados os resultados obtidos, no que toca ao redespacho de cada gerador e aos cortes de carga (tabela 4.13).

$$[\Delta P_g] = \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g5} \\ \Delta P_{g8} \\ \Delta P_{g11} \\ \Delta P_{g13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -11,25 \\ 0,00 \\ 37,53 \\ -7,10 \\ -30,00 \\ -30,00 \end{bmatrix}$$

Tabela 4.13: Cortes de carga efetuados (com custos iguais para o redespacho e o corte de carga).

Nó	Carga Inicial (MW)	Corte Efetuado (MW)	Custo do Corte (€)
4	7,6	7,60	380,00
7	22,8	22,80	1140,00
12	11,2	10,43	521,50

O redespacho total (em valor absoluto) foi de 115,88 MW, enquanto que a carga cortada total foi de 40,83 MW, o que corresponde a um corte de cerca de 14,4%. Com esta solução e, tendo em conta os custos definidos inicialmente, o custo de eliminação do risco de congestionamento foi de 9877 €.

O segundo conjunto de valores testado atribui um custo 20 vezes superior ao corte de carga, de forma a promover o redespacho dos geradores e só efetuar o corte das cargas se for estritamente necessário. Desta forma, o custo acrescido para o corte de carga funciona como uma penalidade, tornando o modelo semelhante ao **Modelo de Redespacho 3**, em que se fazia a penalização do corte de produção eólica. Assim, definindo, a título de exemplo, custos de redespacho de 50 €/MWh para todos os geradores e custos de corte de carga de 1 €/KWh, foram obtidos os resultados abaixo apresentados.

Vetor de Redespacho:

$$[\Delta P_g] = \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g5} \\ \Delta P_{g8} \\ \Delta P_{g11} \\ \Delta P_{g13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -28,77 \\ 18,26 \\ 70,00 \\ -6,24 \\ -30,00 \\ -30,00 \end{bmatrix}$$

Tabela 4.14: Cortes de carga efetuados (com custos diferenciados entre redespacho e corte de carga).

Nó	Carga Inicial (MW)	Corte Efetuado (MW)	Custo do Corte (€)
4	7,6	1,673	1673
10	5,8	5,076	5076

O redespacho total (em valor absoluto) foi de 183,26 MW, enquanto que a carga cortada total foi de 6,75 MW, o que corresponde a um corte de cerca de 2,4%. O custo de eliminação do risco de congestionamento associado a esta solução foi de 15912 €, que é consideravelmente superior, porque obriga a um redespacho muito maior e porque o custo de redução das cargas é também muito superior.

### 4.3 Caso de Estudo 3

Este caso de estudo foi construído com base nos resultados obtidos pelo estudo de OPF-DC realizado para esta rede, com recurso à ferramenta Matpower do MATLAB. Considerou-se, uma vez mais, que o valor total de produção eólica era de 120 MW, sendo os diferentes parques eólicos modelizados como cargas negativas para se obter o despacho ótimo de produção convencional. O despacho obtido pelo OPF é apresentado na tabela 4.15. Os limites das linhas de transmissão (tabela 4.17) foram definidos a partir do trânsito de potências obtido pelo OPF, de forma a garantir que, considerando apenas os valores centrais das produções eólicas (sem incerteza associada), não ocorressem congestionamentos. Desta forma sabe-se, desde logo, que o índice de risco de congestionamento será inferior a 1.

Tabela 4.15: Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 2).

Nó	P <sub>g</sub> (MW)
<b>1</b>	141,63
<b>2</b>	21,77
<b>5</b>	0
<b>8</b>	0
<b>11</b>	0
<b>13</b>	0

Tabela 4.16: Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 2).

Nó	$P_W^{a1}$ (MW)	$P_W^{a2}$ (MW)	$P_W^{a3}$ (MW)
<b>1</b>	18	20	22
<b>8</b>	15	20	25
<b>11</b>	18	20	22
<b>13</b>	18	20	22
<b>16</b>	7	10	13
<b>23</b>	7	10	13
<b>25</b>	7	10	13
<b>28</b>	7	10	13

Tabela 4.17: Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 2).

Linha(i-k)		Limite (MW)	Linha(i-k)		Limite (MW)
i	k		i	k	
<b>1</b>	<b>2</b>	120	<b>16</b>	<b>17</b>	30
<b>1</b>	<b>3</b>	55	<b>15</b>	<b>18</b>	30
<b>2</b>	<b>4</b>	30	<b>18</b>	<b>19</b>	30
<b>3</b>	<b>4</b>	50	<b>19</b>	<b>20</b>	30
<b>2</b>	<b>5</b>	70	<b>10</b>	<b>20</b>	30
<b>2</b>	<b>6</b>	30	<b>10</b>	<b>21</b>	30
<b>4</b>	<b>6</b>	45	<b>10</b>	<b>22</b>	30
<b>5</b>	<b>7</b>	30	<b>21</b>	<b>23</b>	30
<b>6</b>	<b>7</b>	55	<b>15</b>	<b>23</b>	30
<b>6</b>	<b>8</b>	30	<b>22</b>	<b>24</b>	30
<b>6</b>	<b>9</b>	30	<b>23</b>	<b>24</b>	30
<b>6</b>	<b>10</b>	30	<b>24</b>	<b>25</b>	30
<b>9</b>	<b>11</b>	30	<b>25</b>	<b>26</b>	30
<b>9</b>	<b>10</b>	30	<b>25</b>	<b>27</b>	30
<b>4</b>	<b>12</b>	30	<b>28</b>	<b>27</b>	30
<b>12</b>	<b>13</b>	30	<b>27</b>	<b>29</b>	30
<b>12</b>	<b>14</b>	30	<b>27</b>	<b>30</b>	30
<b>12</b>	<b>15</b>	30	<b>29</b>	<b>30</b>	30
<b>12</b>	<b>16</b>	30	<b>8</b>	<b>28</b>	30
<b>14</b>	<b>15</b>	30	<b>6</b>	<b>28</b>	30

#### 4.3.1 Risco de Congestionamento Associado

Neste caso de estudo obteve-se um índice de risco de congestionamento de, aproximadamente, 0.84. Este valor corresponde à variável  $u^+$  da linha **2-6**, cujo limite de potência é 30 MVA e que tem um fluxo de potência difuso dado por:

$$[\tilde{P}_{2-6}] = [22,92 \quad 29,01 \quad 35,10] \text{ MW}$$

Para além desta, foram encontradas diversas outras situações de possíveis congestionamentos que passariam despercebidas num estudo de TP determinístico (tabela 4.18).

Tabela 4.18: Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 3.

Linha (i-k)	Limite (MVA)	$\tilde{P}_{ik}$ (MW)			$R_{i-k}$
		a1	a2	a3	
1-2	120	99,48	112,82	126,16	0,462
1-3	55	41,14	48,80	56,47	0,191
3-4	50	38,74	46,40	54,07	0,531
4-6	45	36,14	43,01	49,88	0,710
5-7	30	-32,22	-29,51	-26,80	0,820
6-7	55	49,60	52,31	55,02	0,007

#### 4.4 Caso de Estudo 4

Este caso de estudo é em tudo semelhante ao anterior, exceto no que diz respeito à incerteza da produção eólica, que neste caso assume valores mais significativos (tabela 4.20). O objetivo passa por evidenciar o impacto que o grau de incerteza das produções pode ter na gestão de situações de possível congestionamento em sistemas em que a produção eólica tem um peso significativo.

Tabela 4.19: Despacho inicial da produção convencional (Caso de Estudo 3).

Nó	Pg (MW)
<b>1</b>	141,63
<b>2</b>	21,77
<b>5</b>	0
<b>8</b>	0
<b>11</b>	0
<b>13</b>	0

Tabela 4.20: Localização e valores difusos de produção dos parques eólicos (Caso de Estudo 3).

Nó	$P_W^{a1}$ (MW)	$P_W^{a2}$ (MW)	$P_W^{a3}$ (MW)
<b>1</b>	10	20	35
<b>8</b>	10	20	35
<b>11</b>	15	20	25
<b>13</b>	10	20	30
<b>16</b>	7	10	13
<b>23</b>	7	10	13
<b>25</b>	5	10	15
<b>28</b>	7	10	13



Tabela 4.21: Limites de potência para as linhas (Caso de Estudo 3).

Linha(i-k)			Linha(i-k)		
i	k	Limite (MW)	i	k	Limite (MW)
1	2	120	16	17	30
1	3	55	15	18	30
2	4	30	18	19	30
3	4	50	19	20	30
2	5	70	10	20	30
2	6	30	10	21	30
4	6	45	10	22	30
5	7	30	21	23	30
6	7	55	15	23	30
6	8	30	22	24	30
6	9	30	23	24	30
6	10	30	24	25	30
9	11	30	25	26	30
9	10	30	25	27	30
4	12	30	28	27	30
12	13	30	27	29	30
12	14	30	27	30	30
12	15	30	29	30	30
12	16	30	8	28	30
14	15	30	6	28	30

#### 4.4.1 Risco de Congestionamento Associado

Neste caso de estudo obteve-se um índice de risco de congestionamento de, aproximadamente, 0.914. Tal como era esperado, este valor é superior ao que foi obtido no caso de estudo 3, comprovando assim que um maior nível de incerteza associada à produção eólica provoca um risco de congestionamento acrescido. Este valor corresponde à variável  $u^-$  da linha **5-7**, cujo limite de potência é 30 MVA. O seu fluxo de potência difuso é dado por:

$$[\tilde{P}_{5-7}] = [-35, 16 \quad -29, 51 \quad -24, 56] \text{ MW}$$

As restantes situações de possíveis congestionamentos que foram encontradas são apresentadas na tabela 4.22.

Tabela 4.22: Situações de possível congestionamento para o caso de estudo 4.

Linha (i-k)	Limite (MVA)	$\tilde{P}_{ik}$ (MW)			$R_{i-k}$
		a1	a2	a3	
1-2	120	84,91	112,82	137,49	0,709
1-3	55	32,72	48,80	63,13	0,568
3-4	50	30,32	46,40	60,73	0,749
2-6	30	16,31	29,01	40,14	0,911
4-6	45	29,02	43,01	54,42	0,826
6-7	55	47,36	52,31	57,96	0,524

## 4.4.2 Aplicação dos Modelos de Redespacho

### 4.4.2.1 Modelo de Redespacho 1

Este modelo foi aplicado aos casos de estudo 3 e 4, sendo definidos diversos valores para o risco de congestionamento máximo, tal como foi feito para o caso de estudo 1.

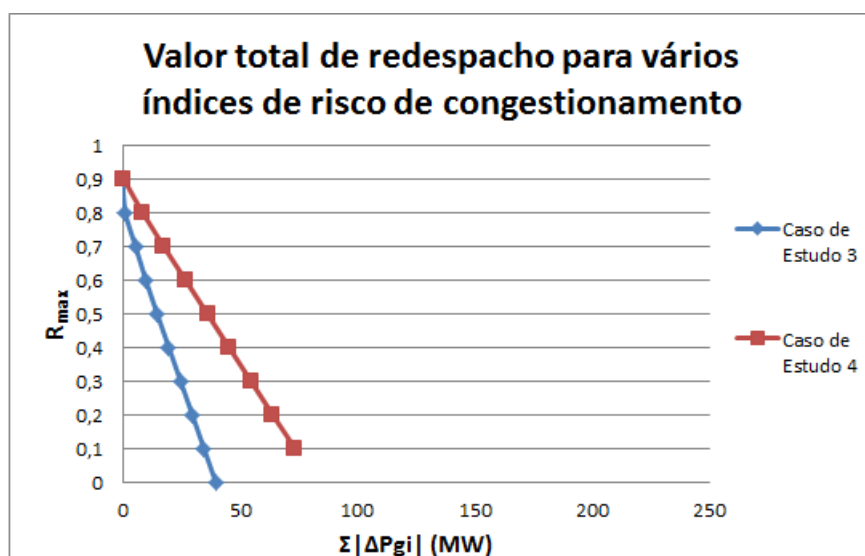


Figura 4.3: Comparação do redespacho total necessário para diferentes índices de risco de congestionamento máximo entre os casos de estudo 3 e 4.

A observação da figura 4.3 permite concluir que, para qualquer índice de risco de congestionamento máximo, as alterações necessárias ao despacho de produção convencional são maiores no caso de estudo 4. Isto implica que quanto maior for a incerteza presente nos dados de entrada ou, por outras palavras, quanto maior for a amplitude dos intervalos difusos que definem as potências injetadas, maior será o valor do redespacho total necessário para obter uma determinada redução do nível de risco de congestionamento. Importa ainda realçar que, para o caso de estudo 4 não foi possível obter um índice de risco de congestionamento nulo, recorrendo unicamente ao redespacho de produção convencional, daí não existir um valor definido para esse ponto. Como tal, para este caso de estudo foi necessário recorrer, uma vez mais, ao **Modelo de Redespacho 3**, que tem a possibilidade de efetuar corte de produção eólica.

#### 4.4.2.2 Modelo de Redespacho 3

A aplicação deste modelo permitiu obter a seguinte solução de redespacho:

$$[\Delta P_g] = \begin{bmatrix} \Delta P_{g1} \\ \Delta P_{g2} \\ \Delta P_{g5} \\ \Delta P_{g8} \\ \Delta P_{g11} \\ \Delta P_{g13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -28,876 \\ -12,030 \\ 19,107 \\ 23,521 \\ -0,001 \\ -0,001 \end{bmatrix}$$

O somatório do valor absoluto do redespacho de cada gerador ( $\sum_i^{N_B} |\Delta P_{Gi}|$ ) é 83,535 MW. A potência eólica cortada foi 1,720 MW, que corresponde a um corte de, cerca de 1,43%, em relação ao total de produção eólica inicial (120 MW). O grau de utilização e os valores difusos finais de produção dos parques eólicos estão apresentados na tabela 4.23.

Tabela 4.23: Grau de utilização e valores difusos finais da produção eólica.

Nó	Grau de Utilização (%)	$P_W^{a1}$ (MW)	$P_W^{aw}$ (MW)	$P_W^{a3}$ (MW)
<b>1</b>	100	10	20	35
<b>8</b>	91,4	10	20	35
<b>11</b>	100	15	20	25
<b>13</b>	100	10	20	30
<b>16</b>	100	7	10	13
<b>23</b>	100	7	10	13
<b>25</b>	100	5	10	15
<b>28</b>	100	7	10	13

O facto de, neste caso de estudo, ter sido necessário recorrer ao corte de produção eólica para eliminar o risco de congestionamento (ao contrário do caso de estudo 3) demonstra o impacto que a magnitude da incerteza associada a esta produção pode ter na gestão de congestionamentos.



## Capítulo 5

# Conclusões e Trabalho Futuro

### 5.1 Satisfação dos Objetivos

Esta dissertação teve, como objetivo fundamental, o desenvolvimento de uma metodologia capaz de fazer a gestão do risco de congestionamento, para o dia seguinte, em sistemas elétricos com uma penetração de produção eólica significativa. Para isso, utilizou-se um modelo difuso de trânsito de potências DC, que faz a inclusão da incerteza associada à energia eólica através da expressão dos seus valores de potência produzida por números difusos, que podem ser definidos a partir de previsões probabilísticas.

A ferramenta computacional desenvolvida realiza duas funções principais. A primeira é estimar o risco de congestionamento do sistema, identificando situações de possível congestionamento e situações em que o congestionamento é certo, que seriam as únicas detetadas por um estudo determinístico de trânsito de potências. A segunda é a aplicação de um dos modelos desenvolvidos, de forma a determinar soluções de redespacho que permitam obter níveis mais adequados para o índice de risco de congestionamento, de acordo com as preferências do AD.

Os modelos desenvolvidos permitem eliminar o risco de congestionamento ou reduzi-lo parcialmente, através de várias soluções (redespacho dos geradores convencionais, corte de produção eólica ou corte de cargas), sendo possível atribuir custos a cada uma delas e determinar a solução ótima, do ponto de vista económico, que garante o nível de risco pretendido pelo AD.

### 5.2 Conclusões Gerais

Uma das primeiras conclusões que foi possível tirar aquando da aplicação do Modelo de Redespacho 1 foi que, quanto menor for o índice de risco de congestionamento pretendido pelo AD, maior é o valor do redespacho total necessário para o garantir. Esta relação entre as duas grandezas foi verificada, de forma consistente, para todos os casos de estudo.

Outra das principais conclusões retiradas quando foram comparados os casos de estudo 3 e 4, é que o grau de incerteza associada à produção eólica influencia diretamente o nível de risco de congestionamento associado ao sistema. De uma forma mais geral, pode ainda concluir-se

que a incerteza, não só associada à produção eólica, mas a todos os dados de entrada (cargas ou produções), será um fator determinante para o risco de congestionamento. Considerando a definição das potências injetadas por números difusos triangulares, podemos dizer que quanto maior for a sua incerteza, ou seja, quanto maior for a amplitude do intervalo, tendo o mesmo valor central, maior será o risco de congestionamento. Para além disso, pôde concluir-se que, tendo dois casos de estudo iguais em tudo exceto no grau de incerteza da produção eólica, a obtenção do mesmo índice de risco de congestionamento exigirá sempre um redespacho maior para o sistema com maior incerteza.

Isto permite tirar ilações relevantes sobre a importância da qualidade das previsões de produção eólica. Quanto menor for a incerteza associada a estas previsões, mais fácil e eficaz será a gestão de congestionamentos em sistemas com produção eólica. Naturalmente, a grande vantagem dos modelos difusos de trânsito de potências é permitir a inclusão da incerteza dos dados de entrada, pelo que, se algum dia for possível fazer previsões com uma precisão tão elevada que a sua incerteza possa ser desprezada, estes modelos deixam de ter utilidade.

### 5.3 Futuros Desenvolvimentos

O desenvolvimento mais importante a fazer na metodologia criada seria uma versão que utilizasse um modelo de trânsito de potências difusas AC. Isso possibilitaria, não só ter resultados com maior precisão e que melhor refletem o funcionamento real do sistema, como permitiria fazer uma análise completa das restrições técnicas da rede. Além da obtenção de fluxos difusos de potência ativa e de valores difusos para as fases das tensões dos barramentos (que neste trabalho não foram apresentados porque não se considerou importante), seria possível obter fluxos difusos de potência reativa e valores difusos do módulo das tensões, avaliando também o risco de violação dos seus limites.

Com este desenvolvimento, a metodologia seria capaz de determinar todo o espectro de funcionamento possível do sistema, tendo em conta todas as combinações possíveis nos valores de entrada do sistema, que poderiam refletir a incerteza da produção eólica e de outras produções renováveis ou até das cargas.

Uma ferramenta com estas características poderia ser útil a um TSO para realizar a gestão das restrições do sistema para o dia seguinte, fazendo a análise técnica dos despachos obtidos nos mercados de eletricidade e caracterizando a sua viabilidade em termos de índices de risco de violação das restrições. As sugestões de redespacho determinadas de forma a eliminar ou a reduzir esse risco poderiam prevenir a ocorrência de situações de violação, mas seria necessário fazer uma análise económica que fizesse a comparação, ao longo de um determinado período de tempo, entre os custos decorrentes da violação efetiva de restrições técnicas e os custos dos redespachos efetuados a fim de reduzir o risco dessas violações.

Para simplificar e tornar mais intuitiva a utilização de uma ferramenta computacional deste tipo, poderia ainda ser desenvolvida uma interface gráfica com o utilizador (GUI), de forma a

evidenciar mais claramente as situações de possível violação.





# Referências

- [1] BP - Energy economics - Statistical Review of World Energy 2013. <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013/review-by-energy-type/renewable-energy/wind-energy.html>. Último acesso: 08/05/2014.
- [2] Centro de Informação REN - Diagramas de Produção Eólica. <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/DiagramadeProduç~{a}oEólica.aspx>. Último acesso: 11/05/2014.
- [3] Thomas Ackermann. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [4] Renewable Energy Focus - The importance of wind forecasting. <http://www.renewableenergyfocus.com/view/1379/the-importance-of-wind-forecasting>. Último acesso: 08/06/2014.
- [5] Jianhui Wang, Audun Botterud, Vladimiro Miranda, Cláudio Monteiro, e Gerald Sheble. Impact of Wind Power Forecasting on Unit Commitment and Dispatch. *8th Int. Wind Integration Workshop, Bremen, Germany*, 2009.
- [6] Ricardo J. Bessa, Manuel a. Matos, Ivo C. Costa, Leonardo Bremermann, Ivan Gustavo Franchin, Rui Pestana, Nélío Machado, Hans-Peter Walidl, e Christian Wichmann. Reserve Setting and Steady-State Security Assessment Using Wind Power Uncertainty Forecast: A Case Study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(4):827–836, Outubro 2012.
- [7] Mathworks. Optimization Toolbox User's Guide - Matlab R2013b. [http://www.mathworks.com/help/pdf\\_doc/optim/optim\\_tb.pdf](http://www.mathworks.com/help/pdf_doc/optim/optim_tb.pdf). Último acesso: 26/05/2014.
- [8] Mathworks. Mathworks Documentation Center. <http://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>. Último acesso: 26/05/2014.
- [9] University of Washington Electrical Engineering - Power Systems Test Case Archive. [http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg\\_tca30bus.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm). Último acesso: 02/06/2014.
- [10] Mário Helder Gomes e João Tomé Saraiva. A market based active/reactive dispatch including transformer taps and reactor and capacitor banks using Simulated Annealing. *Electric Power Systems Research*, 79(6):959–972, Junho 2009.
- [11] João Tomé Saraiva, José Luís Silva, e Maria Teresa Leão. *Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUPedições, 2002.

- [12] Ashwani Kumar, S. C. Srivastava, e S. N. Singh. A zonal congestion management approach using ac transmission congestion distribution factors. *Electric Power Systems Research*, 72(1):85–93, Novembro 2004.
- [13] Venkatarajan Shanmuga Sundaram e Thiyagarajan Jayabarathi. A Congestion Line Flow Control in Deregulated Power System. *Serbian Journal of Electrical Engineering*, 8(2):203–212, 2011.
- [14] M. Ilic F.D. Galiana. A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access. *IEEE Trans. Power Syst.*, 13(2):681–687, 1998.
- [15] A.K. David R.S. Fang. Transmission congestion management in an electricity market. *IEEE Trans. Power Syst.*, 4(3):877–883, 1999.
- [16] F. Alvarado H. Glavisch. Management of multiple congested conditions in unbundled operation of power systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, 13(2):1013–1019, 1998.
- [17] A. Papalexopoulos H. Singh, S. Hao. Transmission congestion management in competitive electricity markets. *IEEE Trans. Power Syst.*, 13(2):672–680, 1998.
- [18] John W. Lamont Fu. Jian. A combined framework for service identification and congestion management. *IEEE Trans. Power Syst.*, 16(1):56–61, 2001.
- [19] Tulika Bhattacharjee e Ajoy Kumar Chakraborty. Congestion Management in a Deregulated Power System by Rescheduling Of Sensitive Generators and load curtailment using PSO. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2(3):284–289, 2012.
- [20] EDP - Dados Ibéricos 2012. [http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/Dados%20Ibricos/DadosIbericosJulho2013\\_EN.pdf](http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/Dados%20Ibricos/DadosIbericosJulho2013_EN.pdf). Último acesso: 02/06/2014.
- [21] Fernando D. Bianchi, Hernán de Battista, e Ricardo J. Mantz. *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Springer Science Business Media, 2006.
- [22] Conselho de Reguladores do MIBEL - Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos respectivos Sistemas Eléctricos. [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38\\_1/201111\\_Mibel\\_ConPub\\_PRE\\_PT.pdf](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/38_1/201111_Mibel_ConPub_PRE_PT.pdf). Último acesso: 14/05/2014.
- [23] Audun Botterud, Jianhui Wang, Cláudio Monteiro, e Vladimiro Miranda. Wind Power Forecasting and Electricity Market Operations. *32nd Int. Association for Energy Economics (IAEE) Int. Conference, San Francisco, CA, June 2009*.
- [24] C. Monteiro, H. Keko, R. Bessa, V. Miranda, A. Botterud, J. Wang, e G. Conzelmann. *A Quick Guide to Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009*. Argonne National Laboratory, 2009. URL: <http://www.dis.anl.gov/pubs/65614.pdf>.
- [25] Lionel Fugon, George Kariniotakis, e Jérémie Juban. Probabilistic short-term wind power forecasting based on kernel density estimators. *Probabilistic wind power forecasting - European Wind Energy Conference - Milan, Italy, 7-10 May 2007*.

- [26] R J Bessa, J Mendes, V Miranda, A Botterud, J Wang, e Z Zhou. Quantile-Copula Density Forecast for Wind Power Uncertainty Modeling. *Proceedings IEEE Trondheim PowerTech 2011, Trondheim, Norway, June 2011*.
- [27] Vladimiro Miranda. Interval and Fuzzy Power Flows. Apontamentos. 1997.
- [28] Vladimiro Miranda, Manuel Matos, e J. Tomé Saraiva. Fuzzy Load Flow - New Algorithms Incorporating Uncertain Generation and Load Representation. *in Proceedings of PSCC - Power Systems Computation Conference, Graz, Austria, 1990*.
- [29] E. M. Gouveia e M. A. Matos. Symmetric AC fuzzy power flow model. *Eur. J. Oper. Res.*, 197(3):1012–1018, 2009.
- [30] Manuel António Matos. Introdução ao Trânsito de potências - Apontamentos. 1999.
- [31] João Tomé Saraiva. Fuzzy Sets - aspectos básicos. Apontamentos.
- [32] Josef Kallrath. *Modeling Languages in Mathematical Optimization*. Kluwer Academic Publishers, 2004.